

VŠB – TECHNICKÁ UNIVERZITA OSTRAVA

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A INFORMATIKY

Katedra elektroenergetiky

**Optimalizace elektrických sítí s obnovitelnými
zdroji energie**

DISERTAČNÍ PRÁCE

Ostrava 2012

Ing. František Střída

Vysoká škola báňská - Technická univerzita Ostrava

Fakulta elektrotechniky a informatiky

Katedra elektroenergetiky

Doktorský studijní program: Elektrotechnika (P2649)

Studijní obor: Elektroenergetika (3907V001)

Autor: Ing. František Střída

Školitel: prof. Ing. Stanislav Rusek, CSc.

PROHLÁŠENÍ:

Prohlašuji, že jsem tuto disertační práci vypracoval samostatně.

Uvedl jsem literární prameny a publikace, ze kterých jsem čerpal.

V Ostravě dne 10.1.2012

.....

podpis

Poděkování

Za odborné vedení při řešení výzkumných grantů, cenné rady podnětné připomínky k mé disertační práci bych chtěl poděkovat svému školiteli prof. Ing. Stanislavu Ruskovi, CSc. Dále bych rád poděkoval kolegům, rodičům a přítelkyni za podporu a trpělivost, kterou měli při mém studiu.

Abstrakt

Práce se věnuje problematice paprskových sítí s obnovitelnými zdroji energie, práce popisuje pojem elektrická vzdálenost a stanovuje metodiku jejího výpočtu. Dále je v práci zkoumána závislost rozdílu napětí způsobeného obnovitelným zdrojem energie. Na závěr je uvedena zkratová analýza. Simulace jsou prováděny v softwarovém prostředí Bison projektant, ve kterém jsou vytvořeny dva modely sítě. První model je jednoduchý pro vytvoření hypotéz, které jsou dále ověřovány na modelu reálné sítě.

Klíčová slova

Elektrická vzdálenost, distribuční sítě, nový zdroj, obnovitelné zdroje, větrná elektrárna, změna napětí, ztráty, zkratové poměry, parametry vedení.

Abstract

The work deals with the issue of spoked networks with renewable energy sources. This work describes the term of electrical distance and sets out the methodology of its calculation. In further work is studied dependence of voltage difference caused by a renewable energy sources. In conclusion, short-circuit analysis is presented. Simulations are performed in the software environment of Bison designer, in which are created two models of the network. The first model is simple and used to create hypotheses that are then verified on the model of a real network.

Keywords

Electrical distance, distribution networks, new source, renewable energy sources, wind power plant, voltage change, losses, short-circuit conditions, parameters of lead.

Seznam použitých zkratk a symbolů

ČR.	Česká Republika	
PS	přenosová soustava	
DS	distribuční soustava	
ES	elektrizační soustava	
DTS	distribuční transformátorová stanice	
ERÚ	Energetický regulační úřad	
VTE	Větrná elektrárna	
PPDS	pravidla provozování distribučních soustav	
Pp	přirozený výkon	(MW)
nn	nízké napětí	
vn	vysoké napětí	
vvn	velmi vysoké napětí	
EV	elektrická vzdálenost	
S	průřez vodiče	[mm ²]
Z _v	vlnová impedance vedení	[Ω]
S _k	zkratový výkon	[VA]
P	výkon	[W]
R	činný odpor	[Ω]
L	indukčnost	[H]
C	kapacita	[F]
G	svod (svodová vodivost)	[S]
ω	kruhová frekvence	[s ⁻¹]
f	frekvence	[Hz]
R	odpor vedení	[Ω]
ρ	měrný odpor vodiče	[Ω . mm ² . m ⁻¹]
l	délka vodiče	[m]
S	průřez vodiče	[mm ²]
R ₉	činný odpor při teplotě 9	[Ω]
R ₂₀	činný odpor při teplotě 20°C	[Ω]
α	teplotní součinitel odporu	[K ⁻¹]
Δθ	teplotní rozdíl od 20°C	[K]

U	potenciál	[V]
Q	náboj vodiče	[C.m ⁻¹]
ε	permitivita	[F.m ⁻¹]
ρ	vzdálenost od vodiče	[m]
ΔP_S	svodové ztráty	[W.km ⁻¹]
U_f	fázové napětí	[V]
U_S	sdužené napětí	[V]
G_S	svodová vodivost	[S.km ⁻¹]
Δu_{vn}	úbytek napětí v síti nízkého napětí	[V]
Δu_{nn}	úbytek napětí v síti vysokého napětí	[V]
P_{st}	krátkodobá emise flikru	
P_{lt}	dlouhodobá emise flikru	
P_n	jmenovitý výkon	[W]
R	odpor	[Ω]
R_k	odpor na 1 km délky	[Ω .km ⁻¹]
S	průřez vodiče	[mm ²]
S_{Amax}	maximální připojitelný výkon	[VA]
S_{Kv}	zkratový výkon v přípojném bodě	[VA]
I_1	činný proud dodávaný zdrojem	[A]
P_z	činný výkon zdroje dodávaný do sítě	[W]
ΔU_1	změna napětí vyvolaná činným výkonem zdroje	[V]
R_k	odpor na jednotku délky náhradního vedení	[Ω .km ⁻¹]
l_{vzd}	elektrická vzdálenost od napájecí přípojnice	[km]
l_{zdroj}	el. vzdálenost mezi zdrojem a napájecí přípojnici	[km]
I_2	jalový proud dodávaný zdrojem	[A]
Q_z	jalový výkon zdroje dodávaný do sítě	[var]
ΔU_2	změna napětí vyvolaná jalovým výkonem zdroje	[V]
X_k	induktivní reaktance na jednotku délky	[Ω .km ⁻¹]
p	posun napět'ové charakteristiky	[V]
$\Delta U_{simulovaný}$	úbytek napětí v síti - simulovaná hodnota	[V]
$\Delta U_{vypočítaný}$	úbytek napětí v síti - vypočítaná hodnota	[V]
$\Delta U_{chyba\ výpočtu}$	úbytek napětí v síti – chyba výpočtu	[V]

Obsah

1. Úvod.....	4
2. Elektrizační soustava	5
2.1. Přenosová soustava	6
2.2. Distribuční soustava	6
2.3. Elektrické sítě	7
2.3.1. Požadavky na elektrické sítě	7
2.3.2. Dělení elektrických sítí	7
3. Parametry vedení	8
3.1. Činný odpor vedení [3]	9
3.2. Indukčnost vedení [3]	10
3.2.1. Indukčnost svazkových vodičů	11
3.2.2. Indukčnost kabelů	11
3.3. Kapacita vedení	12
3.3.1. Kapacita vedení svazkových vodičů	12
3.3.2. Kapacita kabelů	12
3.4. Svodová vodivost	12
4. Řešení ustáleného chodu elektrické sítě	13
4.1. Výpočet ustáleného chodu sítí nn a vn	13
4.2. Výpočet ustáleného chodu sítí vn a vvn	15
4.3. Náhradní články vedení a Blondelovy konstanty	16
4.3.1. Náhrada pomocí T článku	16
4.3.2. Náhrada pomocí π článku	17
4.3.3. Tabulka blondelových konstant	18
5. Větrné elektrárny	18
5.1. Základní pojmy větrných elektráren	19
5.1.1. Větrné elektrárny a jejich výhody a nevýhody	19
5.2. Energetické problémy integrace větrných elektráren do ES	20
5.3. Zpětné vlivy provozu VTE s frekvenčními měniči v přípojném bodě	20
5.3.1. Změny napětí	20
5.3.2. Flicker – kolísání napětí	21
5.3.3. Ovlivnění zařízení hromadného dálkového ovládání	22
6. Program Bizon projektant v. 4.39	22
6.1. Vlastnosti programu:	22
7. Problematika optimalizace ztrát	24

8. Elektrická vzdálenost	25
8.1. Elektrická vzdálenost s uvažováním transformátoru	26
9. Modelování na jednoduché síti	28
9.1. Napěťová analýza	28
9.1.1. Změna jalového výkonu zdroje	30
9.1.2. Změna činného výkonu zdroje	36
9.1.3. Rozdílné průřezy vedení	39
9.1.4. Ověření metodiky výpočtu	41
9.2. Analýza ztrát na modelu	42
9.2.1. Změna jalového výkonu zdroje	43
9.2.2. Změna činného výkonu zdroje	44
9.3. Zhodnocení simulací na jednoduchém modelu	46
9.3.1. Napěťová analýza	46
9.3.2. Analýza ztrát	46
10. Modelování na reálné síti	46
10.1. Model sítě s připojenými větrnými elektrárnami	46
10.1.1. Popis modelované oblasti 22 kV	46
10.1.2. Model sítě 110 kV	47
10.1.3. Výpočtové varianty modelu	48
10.2. Napěťová analýza	49
10.2.1. Vyhodnocení napětí v síti 22 kV	49
10.2.2. Vyhodnocení napětí v síti 110 kV	51
10.2.3. Vliv provozu generátorů teplárny a elektrárny na hodnoty napětí	52
10.2.4. Celkové vyhodnocení výsledků výpočtů	54
10.2.5. Shrnutí napěťové analýzy	59
10.3. Stanovení elektrické vzdálenosti	59
10.3.1. Změna napětí na elektrické vzdálenosti v síti s transformátorem	62
10.4. Změny napětí v závislosti na zkratových poměrech v síti	65
10.4.1. Zhodnocení vlivu VTE na hodnoty napětí v závislosti na zkratovém zkratovém výkonu sítě	69
11. Změny napětí v závislosti na výkonu VTE a el. vzdálenosti	69
11.1. Nastavení modelu	69
11.2. Výpočet elektrické vzdálenosti	70
11.3. Napěťová analýza	71
12. Výkonová analýza sítě	78

12.1.	Analýza ztrát v souvislosti s provozem VTE	80
12.2.	Výsledky analýzy při změně regulačního stupně TR.....	80
12.3.	Vliv výkonu VTE na ztráty.....	85
12.3.1.	Zatížení sítě 22 kV = 30 % Pn DTS	85
12.3.2.	Zatížení sítě 22 kV = 60 % Pn DTS	88
12.4.	Vliv účinníku VTE na ztráty.....	92
12.5.	Rozdělení ztrát v síti 22 kV	94
12.6.	Zhodnocení analýzy ztrát.....	95
13.	<i>Závěr</i>	96
14.	<i>Cíle disertační práce</i>	98
	<i>Literatura</i>	99
	<i>Seznam publikovaných prací</i>	100

1. Úvod

Elektrická energie je nejušlechtilějším druhem používaných energií. Výhodami jsou výroba elektrické energie z různých primárních zdrojů, možnost dopravy na velké vzdálenosti a jednoduchá přeměna na různé jiné druhy energií. Nevýhodami jsou nutnost okamžité spotřeby vyrobené energie, ekologická zátěž při výrobě elektřiny v tepelných a jaderných blocích, obrovská vstupní investice a pomalá návratnost nákladů. Elektrická energie je v současné době nezastupitelná v životě lidstva.

Vývoj lidské společnosti se promítá do odvětví její činnosti, mezi které patří i elektroenergetika. Snižování zásob primárních energetických zdrojů a otvírání trhu s elektřinou zvyšuje zájem všech dotknutých subjektů trhu, tedy i provozovatelů elektrizačních soustav o maximální efektivitu své činnosti. Do popředí se tak dostává kromě podmínky spolehlivé dodávky elektrické energie spotřebitelům a dodržování kvalitativních ukazovatelů napětí a frekvence i hospodárnost provozování soustavy.

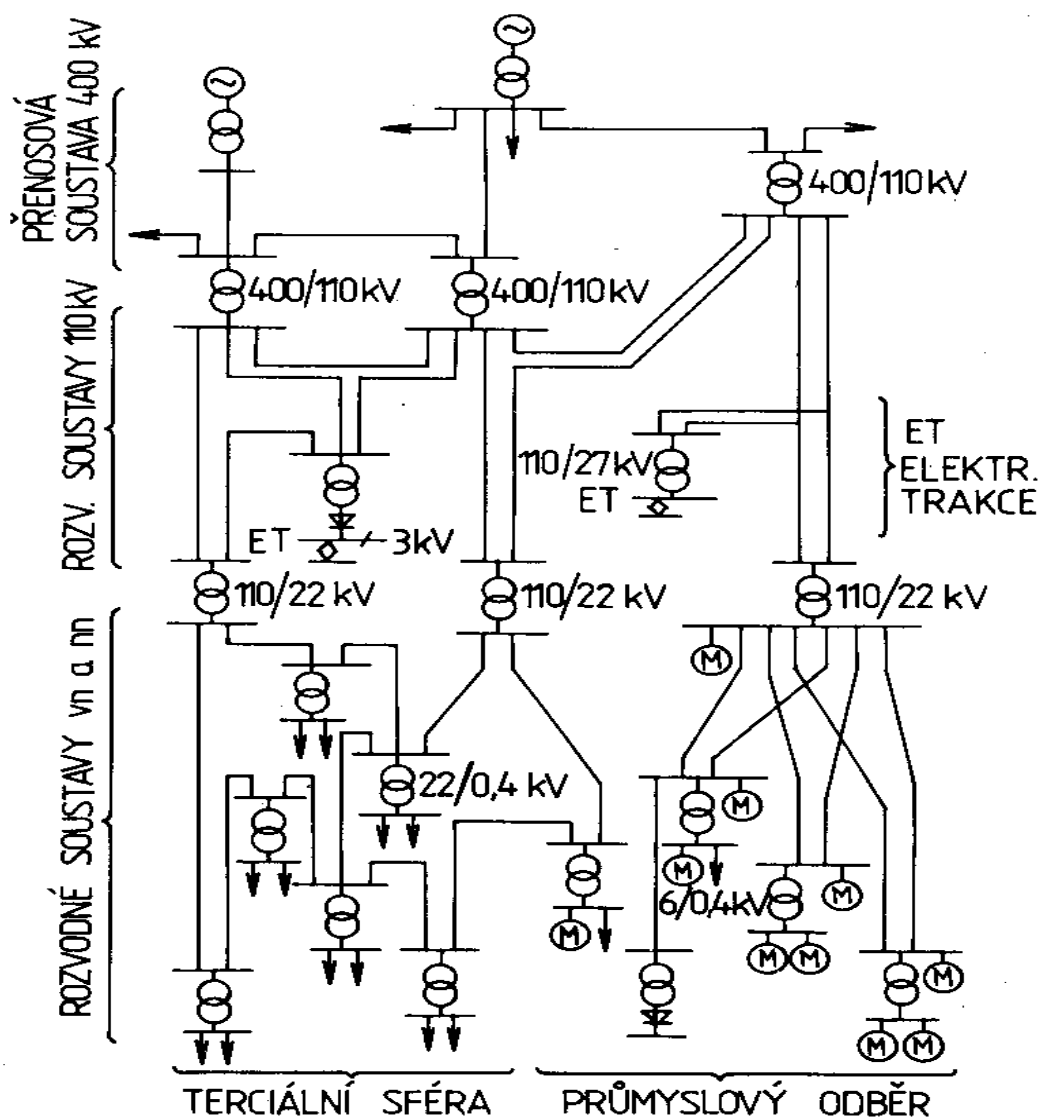
Při optimalizaci provozu elektrizační soustavy jsou v procese přípravy provozu, nebo přímo v reálném čase, nastavované vybrané proměnné (např. odbočky transformátorů, výkony generátorů a pod.) s cílem zajistit optimální hodnotu cílové funkce (např. minimální spotřebu paliva při výrobě elektrické energie, minimální ztráty ve vedeních a pod.).

Při optimalizaci se vyskytují různé optimalizační problémy a úlohy, z kterých si mnohé vyžadují okamžité řešení. Při jejich řešení je důležité správně formulovat optimalizační úlohu, zvolit vhodnou optimalizační metodu na její řešení a použít efektivní technické a softwarové prostředky k samotné realizaci procesu optimalizace (zdroje, regulační zařízení, řídicí systémy a pod.). Jelikož je v dnešní době velký rozvoj obnovitelných zdrojů energie, vybral jsem si pro optimalizaci síť s větrnou elektrárnou. Alternativní zdroje se většinou připojují do paprsků již existujících sítí, z tohoto důvodu též počítám elektrickou vzdálenost, kterou odvozují z parametrů vedení. V práci se zaměřuji na souvislosti změny napětí a ztrát v závislosti na elektrické vzdálenosti. Dále se v práci zaměřuji na ovlivňování sítí 22 kV připojenými obnovitelnými zdroji energie. Jelikož většinou větrné elektrárny stojí ve volné krajině mimo sídla a infrastrukturu, připojují se obvykle někam na konec paprskové sítě, tedy do místa pro připojení velmi nevhodného a z hlediska projektování sítí v minulosti nepředpokládaného. V práci zkoumám také kolísání napětí způsobeného VTE a změnu ztrát v těchto sítích.

2. Elektrizační soustava

Elektrizační soustava ČR se skládá z části výrobní (elektrárny jaderné, tepelné, vodní, větrné, plynové, atd.), dále z části přenosové, rozvodné soustavy a spotřebičů elektrické energie. Na skladbu elektrizační soustavy má u nás vliv jak historická elektrizace českého území, tak i výskyt paliv, blízkost vodního zdroje a rozložení odběrů.

Hlavními zdroji v elektrizační soustavě (ES) jsou tepelné kondenzační elektrárny soustředěné hlavně v severních čechách a na ostravsku. Dalším významným zdrojem jsou jaderné elektrárny, teplárny (TP), s kombinovanou výrobou tepla a elektrické energie, jsou vybudovány ve velkých městech a průmyslových podnicích a jejich prioritou je výroba páry, případně teplé vody pro technologii nebo vytápění. [1]



Obr. 1: Elektrizační soustava ČR.

2.1. Přenosová soustava

Přenosová soustava (PS) slouží k přenášení velkých výkonů mezi hlavními uzly ES. PS tvoří v ČR sítě 3 ~ 50 Hz 400 kV a 3 ~ 50 Hz 220 kV, obě s uzemněným uzlem. Elektrárny jsou buď přímo zapojeny do sítě 400 kV (resp. 220 kV), a nebo pracují do sítě 110 kV, která pracuje do přenosových soustav přes zvyšovací transformátory. Uzly ES jsou tvořeny stanicemi, které spínají různé větve, a transformují energii na jinou hladinu k další distribuci 400/110 kV (220/110 kV).

PS jsou tvořeny venkovními vedeními, které mají své charakteristické vlastnosti: elektrický odpor, kapacitu, indukčnost a svod. Ideálním přenášeným výkonem je tzv. přirozený výkon, což je výkon přenášený vedením, které má pouze odporový charakter. Kapacita a indukčnost nabývají stejných hodnot a ve svém účinku se vzájemně vyruší.

Takový stav nastane, když se impedance na konci vedení rovná vlnové impedanci vedení Z_v . Přirozený výkon je dán vztahem: [2]

$$P_p = \frac{U^2}{Z_v} [MW] \quad (1)$$

kde U je sdružené napětí sítě [kV]

$\overline{Z_v}$ je vlnová impedance vedení [Ω]

Vlastnosti přenosu lze ovlivnit připojením kompenzačního zařízení. Buď se používá synchronní kompenzátor, nebo tlumivka.

V České republice se v budoucnu uvažuje se snižování vzdálenosti mezi transformačními stanicemi 400/110 kV pro zásobované území zhruba 10000 km². Uvažuje se o doplnění normalizované řady jednotkami 400 MVA. Stanice s transformátory 220/110 kV v České republice dožívají, nové se nestavějí.

2.2. Distribuční soustava

Distribuční soustava zajišťuje přenos elektrické energie od hladiny 110 kV přes transformace 110/22 kV, popř. 110/35 kV až ke koncovému uživateli. V některých oblastech se používají pro distribuci ještě sítě vn 10 kV nebo 6 kV.

Sítě 110 kV jsou napájeny z přenosové soustavy 400 kV, popř. 220 kV. Sítě bývají provedeny jako okružní nebo průběžné. Bývají provedeny venkovním dvojitém vedením, někdy i jednoduchým.

Ze sítí 110 kV jsou napájeny rozvodné sítě vn, jak veřejné, tak i průmyslové. Pro transformaci 110/22 kV se užívají jednotky o zdánlivém výkonu 16, 25, 40, 50 nebo 63 MVA.

2.3. Elektrické sítě

2.3.1. Požadavky na elektrické sítě

- bezpečnost provozu;
- spolehlivost a kvalita dodávky elektrické energie;
- přehlednost, rychlá oprava poruch;
- vysoká účinnost provozu;
- možnost modernizace a rozšíření elektrických rozvodů;
- unifikace jednotlivých částí rozvodu;
- zabránění nepříznivým vlivům na okolí.

2.3.2. Dělení elektrických sítí

Sítě dělíme z několika hledisek:

a) z hlediska hladiny napětí:

- *na přenosové sítě*: 400 kV, 220 kV, v ojedinělých případech 110 kV;
- *na distribuční sítě*: 110 kV, 35 kV, 22 kV, 10 kV, 6 kV, 0,4 kV.

b) z hlediska parametrů:

- *na sítě s prostorově rozloženými parametry* (vvn a zvn). Tzv. dlouhá vedení, u kterých respektujeme činný odpor **R**, kapacitu **C** a indukčnost **L**; u vedení 400kV a výše ještě respektujeme svodovou vodivost **G**.

c) z hlediska topologie:

- *na paprskové sítě*;

- *okružní síť;*
- *mřížové síť.*

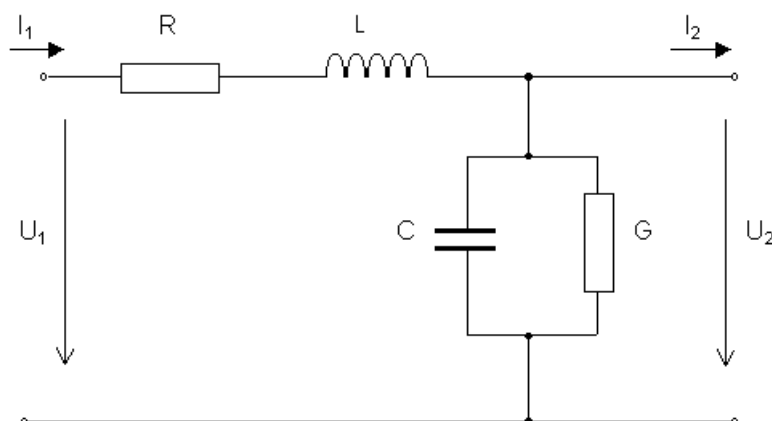
3. Parametry vedení

Jelikož při výpočtu elektrické vzdálenosti počítáme například s činným odporem vedení či impedancí vedení, tak jsou pro nás tudíž důležité parametry vedení, protože jsou základním stavebním kamenem výpočtu elektrické vzdálenosti. [3]

V obecném případě mají vodiče čtyři parametry:

- *činný odpor R [Ω],*
- *indukčnost L [H],*
- *kapacita C [F],*
- *svod (svodová vodivost) G [S].*

Jednofázový model vedení s uvedením jednotlivých parametrů je na Obr. 2.



Obr. 2: Jednofázový model vedení

Při výpočtech stejnosměrných vedení bude brán v úvahu pouze jeden parametr – činný odpor.

Při výpočtech střídavých vedení NN a VN pak dva parametry – činný odpor a indukčnost vedení. (Pozn. V některých případech (kabelová vedení NN) lze i u střídavých obvodů indukčnost zanedbat.)

Při výpočtech střídavých vedení VVN a ZVN budou brány v úvahu všechny čtyři parametry vedení. (Pozn. U vedení s menším jmenovitým napětím než 400 kV se zanedbává svodová vodivost.)

Činný odpor R a indukčnost vedení L tvoří tzv. podélnou impedanci vedení, která je vyjádřena vztahem:

$$\bar{Z} = R + j\omega L \quad [\Omega] \quad (2)$$

Reálnou část podélné impedance tvoří činný odpor, imaginární část tvoří induktivní reaktance ($X = \omega L$)

Kapacita vedení C a svodová vodivost G tvoří tzv. příčnou admitanci vedení, která je vyjádřena vztahem:

$$\bar{Y} = G + j\omega C \quad [S] \quad (3)$$

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ kruhová frekvence [s^{-1}]

f frekvence [Hz]

3.1. Činný odpor vedení [3]

Činný odpor vedení je závislý na vodivém materiálu vedení. Odpor vedení je přímo úměrný měrnému odporu vedení, délce vedení a nepřímo úměrný průřezu vedení.

$$R = \rho \frac{l}{S} \quad [\Omega] \quad (4)$$

R odpor vedení [Ω]

ρ měrný odpor vodiče [$\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{m}^{-1}$]

l délka vodiče [m]

S průřez vodiče [mm^2]

Činný odpor se udává při určité teplotě (20°C), je totiž teplotně závislý. Pro vodiče platí, že odpor s rostoucí teplotou roste a naopak. Tuto závislost zohledňuje teplotní součinitel odporu α . Pro odpor při libovolné teplotě platí vztah:

$$R_{\vartheta} = R_{20} \cdot (1 + \alpha \Delta\vartheta) \quad [\Omega] \quad (5)$$

R_{ϑ} činný odpor při teplotě ϑ [Ω]

R_{20} činný odpor při teplotě 20°C [Ω]

α teplotní součinitel odporu [K^{-1}]

$\Delta\theta$ teplotní rozdíl od 20°C [K]

Činný odpor je také frekvenčně závislý (skinefekt), lze tedy říci, že střídavý odpor je vyšší než odpor stejnosměrný.

$$R_{STR} = k \cdot R_{SS} \quad [\Omega] \quad (6)$$

Pro průmyslové kmitočty je ovšem zvýšení odporu nepatrné ($k = 1$) a není s ním obvykle uvažováno.

Protože se v elektrických sítích používají jako vodiče především lana (nikoli dráty), je použití základního vztahu pro činný odpor (4) problematické. Proto je výrobcem vodiče stanovena hodnota činného odporu vtažená na jednotku délky (obvykle kilometr) R_K . Pro výsledný odpor lana pak platí jednoduchý vztah:

$$R = R_K \cdot l \quad [\Omega] \quad (7)$$

3.2. Indukčnost vedení [3]

Kolem vodiče se vytváří elektromagnetické pole, které působí na okolní vodiče i na vodič samotný. Proto vykazuje každé elektrické vedení také indukčnost. Odvození indukčnosti vedení vychází ze znalostí řešení elektromagnetického pole.

Rozlišujeme vlastní indukčnost vodiče a vzájemnou indukčnost mezi jednotlivými vodiči. Pro vlastní indukčnost vodiče lze odvodit následující vztah, který udává indukčnost vztaženou na jednotku délky vodiče (zpravidla na kilometr).

$$L = 0,46 \log \frac{2l}{r} - 0,15 \quad [mH.km^{-1}] \quad (8)$$

r, l jsou rozměry vodiče (poloměr, délka).

Pro vzájemnou indukčnost na kilometr platí následující vztah:

$$M = 0,46 \log \frac{2l}{a} - 0,2 \quad [mH.km^{-1}] \quad (9)$$

a vzdálenost mezi vodiči

Oba uvedené vztahy již v sobě zahrnují hodnotu permeability. Pomocí vztahů 8 a 9 lze již odvodit výslednou indukčnost daného vedení.

3.2.1. Indukčnost svazkových vodičů

U vedení VVN a ZVN se zpravidla používá tzv. svazkových vodičů. Znamená to, že každá fáze není tvořena pouze jedním vodičem, ale svazkem několika vodičů, které mají od sebe vzdálenost d . Počet vodičů ve svazku n je různý (v našich sítích se nejčastěji vyskytuje dvojsvazek, trojsvazek, popř. čtyřsvazek).

Výhody použití svazkových vodičů jsou následující:

- zlepšení mechanických vlastností vedení,
- vliv na parametry vedení (menší indukčnost a tím i induktivní reaktance)
- zmenšení ztrát korónou.

Z hlediska elektromagnetického pole se chová svazkový vodič v podstatě jako kruhový vodič o tzv. ekvivalentním poloměru r_e . Pro tento poloměr platí následující vztah:

$$r_e = \sqrt[n]{r \cdot d_{12} \cdot d_{13} \cdot \dots \cdot d_{1n}} \quad (10)$$

Výsledný vztah pro střední indukčnost vedení se svazkovými vodiči je dána vztahem:

$$L_{\text{stř}} = 0,46 \log \frac{\sqrt[3]{a_{12} \cdot a_{13} \cdot a_{23}}}{\sqrt[n]{r \cdot d_{12} \cdot d_{13} \cdot \dots \cdot d_{1n}}} + \frac{0,05}{n} = 0,46 \log \frac{a_s}{r_e} + \frac{0,05}{n} \quad [\text{mH} \cdot \text{km}^{-1}] \quad (11)$$

Z tohoto vztahu je patrné, že vedení se svazkovými vodiči má nižší indukčnost a tím i nižší induktivní reaktanci.

3.2.2. Indukčnost kabelů

U kabelu je indukčnost nižší než u venkovního vedení o stejných přenosových schopnostech. Vztah 11 je možno použít pouze pro trojfázové plastové kabely. U kabelů se stíněním, pancířem atd. platí vztahy složitější. Induktivní reaktanci kabelů na kilometr délky udává výrobce. [3]

Pozn. jak vyplývá ze vztahů pro indukčnost v této kapitole, je indukčnost vedení závislá hlavně na vzdálenosti vodičů, které jsou závislé na napěťové hladině. Podle napěťové hladiny vedení

a uspořádání (jednoduché nebo dvojité vedení) je možno tedy přibližně určit indukčnost (induktivní reaktanci) vedení. [3]

3.3. Kapacita vedení

Kolem vodiče se vytváří elektrické pole, které působí na okolní vodiče i na vodič samotný. Proto vykazuje každé elektrické vedení také kapacitu. Odvození kapacity vedení vychází ze znalostí řešení elektrostatického pole.

Základním vztahem, ze kterého se vychází při odvození kapacity vedení, je vztah pro elektrický potenciál.

$$U = \frac{Q}{2\pi \varepsilon} \ln \frac{\rho_0}{\rho} \quad [\text{V}] \quad (12)$$

U potenciál [V]

Q náboj vodiče [C.m⁻¹]

ε permitivita [F.m⁻¹]

ρ vzdálenost od vodiče [m]

ρ₀ vzdálenost od vodiče, ve které se předpokládá nulový potenciál [m]

3.3.1. Kapacita vedení svazkových vodičů

Pro kapacitu vedení se svazkovými vodiči platí stejné vztahy, které byly uvedeny s tím rozdílem, že místo poloměru vodiče *r* se dosazuje hodnota ekvivalentního poloměru svazku *r_e*. [9]

3.3.2. Kapacita kabelů

Obecně lze konstatovat, že kapacita kabelů je větší než kapacita venkovního vedení stejné napěťové hladiny a stejných přenosových schopností. Vyplývá to z dříve uvedených vztahů. Také relativní permitivita izolace kabelů, má vyšší hodnotu než jedna. Vzorce pro výpočet kapacity kabelů jsou složitější než u venkovního vedení a jsou závislé na typu kabelu (pokovené žíly, pancíř atd.).

Pokud kapacitu kabelů neudává výrobce, je vhodné ji určit měřením.

3.4. Svodová vodivost

Svod (svodová vodivost) je způsobena vodivostí izolátorů. Svod tedy závisí na kvalitě izolátorů, ale také na provozních a atmosférických podmínkách. Svod způsobuje činné ztráty na vedení. Svod se také obvykle vyjadřuje v hodnotách svodových ztrát na kilometr vedení.

$$\Delta P_S = 3 U_f^2 \cdot G_S = U_S^2 \cdot G_S \quad [\text{W.km}^{-1}] \quad (13)$$

ΔP_S svodové ztráty $[\text{W.km}^{-1}]$
 U_f fázové napětí $[\text{V}]$
 U_S sdružené napětí $[\text{V}]$
 G_S svodová vodivost $[\text{S.km}^{-1}]$

4. Řešení ustáleného chodu elektrické sítě

Při normálním provozu elektrické sítě je zapotřebí znát základní údaje v jednotlivých částech elektrické sítě (toky činných a jalových výkonů, napěťové poměry v uzlech, přenosové ztráty). Vypočtené údaje ustáleného chodu elektrické sítě slouží pro návrh dalšího rozvoje elektrizační soustavy, pro optimalizační výpočty (hospodárné rozdělení výkonů, regulace napětí a podobně) a jsou jako výchozí podklady pro řešení přechodových stavů elektrických sítí.

Při řešení ustáleného chodu provádíme obvykle určité zjednodušení elektrické sítě. Elektrická vedení se nahrazují náhradními články (obvykle π článkem), transformátory se nahrazují T nebo π články. U příčných admitancí se obvykle uvažují kapacity (u sítí vn, vvn) nebo se úplně zanedbávají (u sítí nn, vn) a vedení se nahrazuje pouze podélnou impedancí.

Trojfázová síť se obvykle předpokládá lineární s jedním kmítočtem, souměrná v parametrech, zdrojích i spotřebičích a proto se řeší jednofázově.

Odběry lze nahrazovat:

- impedancí nezávislou na napětí
- proudem nezávislým na napětí
- výkony nezávislými na napětí
- výkony závislými na napětí

Náhrada podle a) se užívá zejména například při stejnosměrném modelu. Náhrada dle b) v sítích nn a vn, náhrada dle c) v sítích vvn

Při sestavování základních rovnic lze užít obecných metod analýzy elektrické sítě (například metoda uzlových napětí, metoda smyčkových proudů). V praxi se nejčastěji využívá metoda uzlových napětí pro jednoduchý algoritmus sestavování uzlové matice. [1]

4.1. Výpočet ustáleného chodu sítí nn a vn

Při řešení těchto sítí jsou zadány odebírané a dodávané proudy do uzlů elektrické sítě, výpočet ustáleného chodu se řeší jako lineární úloha. Za předpokladu, že parametry všech

prvků jsou přepočítány na jedno společné napětí (elektrickou síť pak můžeme nahradit galvanickým spojením náhradních admitancí), můžeme síť popsat s použitím metody uzlových napětí soustavou rovnic

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}] \cdot [\bar{U}]$$

kde:

- $[\bar{I}]$ - jsou zadané proudy (obvykle znaménko + označuje dodávku a znaménko – odběr)
- $[\bar{U}]$ - jsou neznámá uzlová napětí
- $[\bar{Y}]$ - jsou prvky uzlové admitanční matice

Soustavu rovnic můžeme zapsat ve tvaru:

$$\bar{I} = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{U}_j \quad (14)$$

Pro $i = 1, 2, \dots, n$

Kde n je počet uzlů elektrické sítě

Referenční uzel (s nulovým potenciálem) označíme 0

Jelikož neuvažujeme u elektrické sítě příčné admitance, to je referenční uzel není vodivě spojen se žádným z uzlů, pak matice $[\hat{Y}][\hat{V}]$ je singulární, tj. soustava rovnic je navzájem závislá. Závislost odstraníme eliminací, takzvaného bilančního uzlu.

Bilanční uzel:

Je uzel, ve kterém známe napětí, vyrovnává bilanci mezi dodávkami a odběry. Obvykle mu přiřazujeme index 1.

Rovnici pak můžeme přepsat do rozšířeného tvaru:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{1a} \\ \bar{Y}_{a1} & \bar{Y}' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_1 \\ \bar{U}' \end{bmatrix}$$

Po roznásobení

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 &= \bar{Y}_{11} \cdot \bar{U}_1 + \left[\bar{Y}_{1a} \right] \cdot \left[\bar{U}' \right] \\ \left[\bar{I}' \right] &= \left[\bar{Y}_{a1} \right] \cdot \bar{U}_1 + \left[\bar{Y}' \right] \cdot \left[\bar{U}' \right] \end{aligned}$$

Nebo jinak

$$\bar{I}_i = \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{U}_1 + \bar{I} = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{U}_j \quad (15)$$

Pro $i = 2, 3, \dots, n$

Admitanční matice $[\bar{Y}]$ je už regulární, takže soustava rovnic má jednoznačné řešení. Soustavu rovnic můžeme řešit například inverzí admitanční matice $[\bar{Y}]$ a tím stanovit neznámá uzlová napětí. [1, 9, 11]

4.2. Výpočet ustáleného chodu sítí vn a vvn

V těchto sítích jsou zadány dodávky a odběry zdánlivými výkony, tedy pro i -tý uzel:

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{U}_i \cdot \bar{I}_i^* \quad (16)$$

V této definici je přiřazeno k činnému dodávanému výkonu znaménko + a činnému odebíranému výkonu znaménko -. Pro induktivní zatížení souhlasí znaménko jalového výkonu se znaménkem činného výkonu, pro kapacitní zatížení je opačné.

Z rovnice určíme proud:

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{S}_i^*}{\bar{U}_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{U}_i^*} \quad (17)$$

Nebo po dosazení do rovnice (17)

$$\bar{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{U}_i^*} = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{U}_j \quad (18)$$

Pro $i = 2, 3, \dots, n$

Zde byla provedena volba bilančního uzlu (volba napětí U_1) a eliminace bilančního uzlu. V této síti bilanční uzel hradí rozdíly mezi dodávkami a odběry výkonu (ztráty v elektrické síti).

Výpočet neznámých napětí dle rovnice (18) vede k řešení soustavy nelineárních kvadratických rovnic, a proto se k řešení používá iteračních metod. Obvykle se řešení provádí pomocí Gaussovy (Gauss-Seidlový) metody nebo pomocí Newton-Raphsonovy metody.

4.3. Náhradní články vedení a Blondelovy konstanty

Pro přibližné metody výpočtu vedení vn se používají tzv. náhradní články. Při tomto řešení uvažujeme soustředěné parametry vedení do několika náhradních impedancí a admitancí. Parametry vedení se pak vhodným způsobem zapojují. Rozlišujeme dva základní náhradní články T článek a Π článek. Každý náhradní článek má jiné hodnoty Blondelových konstant. Blondelovy konstanty odvozujeme z podélné impedance vedení Z_K a příčné admitance Y_K , pro které platí:

$$\bar{Z}_K = (R_K + j\omega L_K) \quad [\Omega.km^{-1}] \quad (19)$$

$$\bar{Y}_K = (G_K + j\omega C_K) \quad [S.km^{-1}] \quad (20)$$

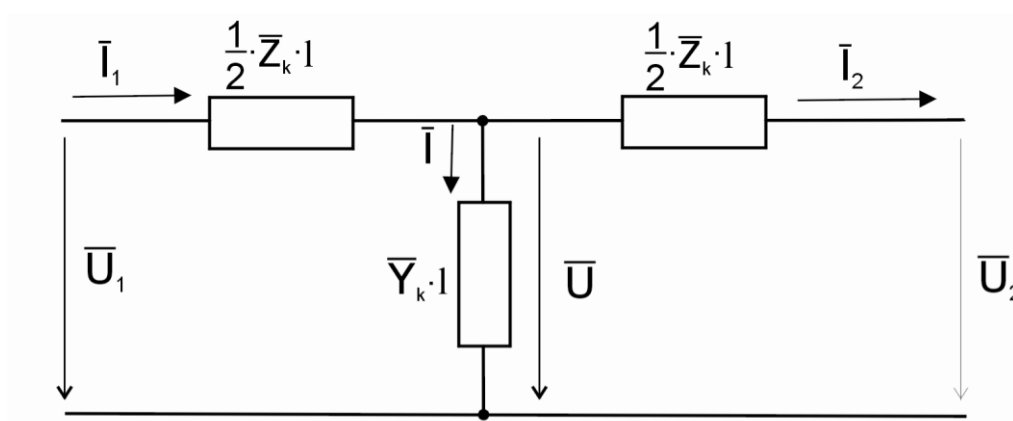
Kde: R_k, L_k, C_k, G_k parametry vedení vztažené na 1 km délky

Blondelovy konstanty vypočtené pomocí náhradních článků dosazujeme společně s hodnotami na konci vedení (U_2, I_2) do rovnic pro čtyřpól.

$$\begin{aligned} \bar{U}_1 &= \bar{A}\bar{U}_2 + \bar{B}\bar{I}_2 & [V] \\ \bar{I}_1 &= \bar{C}\bar{U}_2 + \bar{D}\bar{I}_2 & [A] \end{aligned} \quad [9, 11] \quad (21)$$

4.3.1. Náhrada pomocí T článku

Příčná admitance je umístěna do středu vedení. Podélná impedance je rozdělena na dvě poloviny a umístěna na začátek a konec vedení. Zapojení T článku a rozdělení proudů a napětí je zobrazeno na schématu



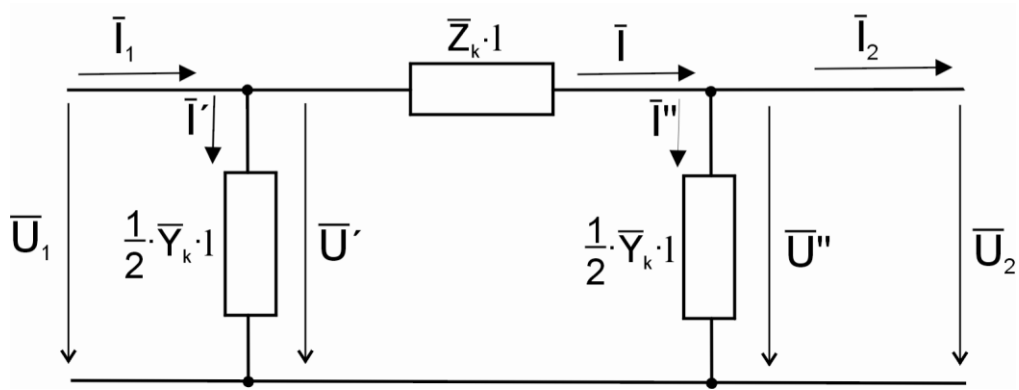
Obr. 3 Model náhradního T-článku

Odvozením z rovnic (21) pro součet napětí a proudů dle Kirchhoffových zákonů a jejich vzájemným porovnáním dostaneme Blondelovy konstanty pro T článek.

$$\begin{aligned}
 \bar{A} = \bar{D} &= \left(1 + \frac{\bar{Z}_K \cdot \bar{Y}_K \cdot l^2}{2}\right) & [-] \\
 \bar{B} &= \bar{Z}_K \cdot l \cdot \left(1 + \frac{\bar{Z}_K \cdot \bar{Y}_K \cdot l^2}{4}\right) & [\Omega] \\
 \bar{C} &= \bar{Y}_K \cdot l & [S]
 \end{aligned} \tag{22}$$

4.3.2. Náhrada pomocí π článku

Příčná admitance je rozdělena na dvě poloviny a umístěna na začátek a konec vedení. Podélná impedance je umístěna do středu vedení. Zapojení Π článku a rozdělení proudů a napětí je zobrazeno na schématu.



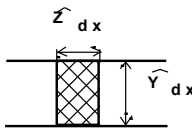
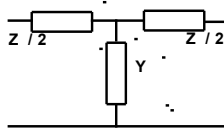
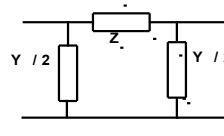
Obr. 4 Model náhradního Π -článku

Odvozením z rovnic (21) pro součet napětí a proudů dle Kirchhoffových zákonů a jejich vzájemným porovnáním dostaneme Blondelovy konstanty pro Π článek. [9, 11]

$$\begin{aligned}
 \bar{A} = \bar{D} &= \left(1 + \frac{\bar{Z}_K \cdot \bar{Y}_K \cdot l^2}{2}\right) & [-] \\
 \bar{B} &= \bar{Z}_K \cdot l & [\Omega] \\
 \bar{C} &= \bar{Y}_K \cdot l \cdot \left(1 + \frac{\bar{Z}_K \cdot \bar{Y}_K \cdot l^2}{4}\right) & [S]
 \end{aligned} \tag{23}$$

4.3.3. Tabulka blondelových konstant

Tab. 1. Blondelovy konstanty [9, 12]

Čtyřpól	Schéma	$\hat{A} = \hat{D}$ [-]	\hat{B} [Ω]	\hat{C} [S]
Homogenní vedení s rozloženými parametry		$\cosh(\gamma \cdot \ell)$	$\overline{Z}_v \cdot \sinh(\gamma \cdot \ell)$	$\frac{1}{\overline{Z}_v} \cdot \sinh(\gamma \cdot \ell)$
T článek		$1 + \frac{\overline{Z}_l \cdot \overline{Y}_l \cdot \ell^2}{2}$	$\overline{Z}_l \cdot \ell \cdot \left(1 + \frac{\overline{Z}_l \cdot \overline{Y}_l \cdot \ell^2}{4}\right)$	$\overline{Y}_l \cdot \ell$
Π článek		$1 + \frac{\overline{Z}_l \cdot \overline{Y}_l \cdot \ell^2}{2}$	$\overline{Z}_l \cdot \ell$	$\overline{Y}_l \cdot \ell \cdot \left(1 + \frac{\overline{Z}_l \cdot \overline{Y}_l \cdot \ell^2}{4}\right)$

5. Větrné elektrárny

Jako alternativní zdroj elektrické energie jsem si vybral větrnou elektrárnu, jelikož rozvoj těchto zdrojů zažívá v současnosti obrovský boom. Větrné elektrárny jako obnovitelné zdroje elektrické energie získávají plnou podporu vládních institucí Evropské unie. Pro investory představuje tato podpora ve formě dotací, garantovaných výkupních cen, daňových úlev apod. značnou motivaci k výstavbě těchto strojů za účelem zisku. V Evropské unii tak dochází k velkému rozvoji větrné energetiky. Investory obecně nezajímá, jaký bude mít dopad začlenění těchto, z hlediska dodávky činného výkonu, proměnlivých zdrojů do ES. Naopak provozovatel přenosové sítě je zodpovědný za udržení výkonové rovnováhy v soustavě, a aby zajistil řádné fungování sítě, musí obstarat regulační energii v patřičném množství. Při větším zastoupení VTE v ES to znamená dodatečné náklady na nákup podpůrných a systémových služeb. To samozřejmě představuje náklady, které se musí projevit v ceně elektrické energie u konečného spotřebitele. [6, 10]

5.1. Základní pojmy větrných elektráren

5.1.1. Větrné elektrárny a jejich výhody a nevýhody

V následujících bodech jsou shrnuty základní výhody větrných elektráren:

- Při využití energie větru se do atmosféry neuvolňují žádné skleníkové plyny, takže se nepřispívá ke globálním změnám klimatu.
- Větrná energie je sice dražší než získávání energie z fosilních paliv, ovšem to je dáno tím, že u fosilních paliv není dodatečným zdaněním zohledněna jejich vyčerpatelnost a negativní vliv na životní prostředí (např. zplodiny a tepelné znečištění vody).
- Větrná energie je bezpečná (nehrozí riziko zamoření jako v případě havárie jaderné elektrárny).
- Výstavba větrných elektráren představuje dekoncentraci velkých zdrojů elektřiny na více malých - tím se snižuje riziko velkoplošných výpadků v případě havárií rozvodné sítě nebo teroristických útoků. V případě decentralizace se snižují náklady na ztráty při přenosu elektrické energie
- Větrné elektrárny mají však i jisté nevýhody, které je nutné vzít v úvahu:
- Větrné elektrárny jsou drahé. Vítr většinu času fouká příliš slabě nebo naopak silně, takže větrné elektrárny dodávají v průměru jen malou část nominálního výkonu. Praktickým důsledkem je podstatně vyšší cena výroby energie oproti klasickým elektrárnám.
- Výkon větrné elektrárny je velmi proměnlivý, neregulovatelný, a nijak nesouvisí s proměnlivostí spotřeby. Elektrická energie se velmi špatně skladuje, a tak se výkon větrného zdroje musí zálohovat dalším zdrojem schopným okamžité výroby. Vzhledem k legislativní regulaci v ČR tyto náklady neovlivní provozovatele elektrárny, ale zaplatí je běžný spotřebitel elektrické energie.
- Výstavba větrných elektráren vede ke zvýšení nákladů na rozvod elektrické energie. Dochází ke zvýšení energetických ztrát v důsledku většího zatížení sítí a současně nastává nutnost jejich posilování. To vše má za následek dodatečné náklady, které opět zaplatí konečný spotřebitel.

- Při masivním rozšíření větrných elektráren vede každá změna rychlosti proudění k prudkým změnám dodávaného výkonu, které zhoršují stabilitu energetické soustavy. Jako příklad lze uvést soustavu Německa, která je prostředky německých zdrojů neregulovatelná a na jejíž stabilizaci se významným způsobem podílí české zdroje. Dochází také ke zvýšení rizika vzniku provozně nepříznivých stavů v elektrizační soustavě. [14, 15, 16]

5.2. Energetické problémy integrace větrných elektráren do ES

Největší problémy při integraci VTE do elektrizační soustavy souvisejí s průběhem dodávaného výkonu z VTE. Jelikož proměnlivost rychlosti větru je značná a nelze ji nijak regulovat, jsou i výkony, které větrná elektrárna dodává do sítě značně proměnlivé. Proto není možné zajistit trvalou konstantní dodávku výkonu do místa vyvedení. Efekt proměnlivosti větru ještě zvyšuje závislost výkonu větrné elektrárny s třetí mocninou rychlosti větru. [17]

5.3. Zpětné vlivy provozu VTE s frekvenčními měniči v přípojném bodě

Při provozu větrné elektrárny lze předpokládat vliv na parametry distribuční soustavy. Interakce mezi distribuční soustavou a analyzovanou větrnou elektrárnou je definována v tzv. společném napájecím bodě.

Pro provozovatele distribuční soustavy je prioritou zajištění stabilní dodávky elektrické energie pokud možno s neměnnými systémovými parametry.

Z hlediska kvality dodávané energie je třeba sledovat zejména:

- Změny napětí.
- Flicker – kolísání napětí.
- Ovlivnění zařízení hromadného dálkového ovládání.

5.3.1. Změny napětí.

Dle přílohy č.4 – pravidla pro paralelní provoz zdrojů se sítí vn Pravidel provozování distribuční soustavy [6] je dáno, že změna napětí vyvolaná dodávkou výkonu z připojených zdrojů, v našem případě větrných elektráren nesmí přesáhnout 2 % z U_N pro větrné elektrárny připojené do sítě vn.

$$\Delta u_{vn} \leq 2\% \quad (24)$$

pro výrobní s přípojným místem v síti nn nesmí překročit 3 %, tedy

$$\Delta u_{nn} \leq 3\% \quad (25)$$

5.3.2. Flicker – kolísání napětí.

Flicker je definován jako lidským okem postřehnutelné kolísání světelného toku světelných zdrojů v důsledku periodických poklesů napětí v oblasti subharmonických kmitočtů. Tyto změny napětí jsou obecně způsobeny změnami zatížení u odběratelů nebo změnami při generování výkonu.

Pokud analyzujeme teoretické možnosti vzniku flickru, který provází provoz větrných elektráren, je možné určit dvě základní příčiny jeho vzniku: vliv poryvů větru a vliv tubusu větrné elektrárny.

Vliv poryvů větru se při krátkodobých odchylkách rychlosti větru od její střední hodnoty eliminuje vlastní setrvačností rotačních částí větrné elektrárny, vliv silnějších poryvů více či méně eliminuje výkonové řízení turbíny. Vliv tubusu větrné elektrárny (stožáru) se potlačuje mnohem hůře. Tubus pro proudící vítr představuje překážku, která ho zpomaluje. Jako parametr určující flickr se však nepoužívá přímo úbytek napětí způsobený flickrem, ale veličina nazývaná emise flickru nebo také míra vjemu flickru. Rozlišujeme krátkodobou (short term) emisi flickru P_{st} , měřenou nebo počítanou v časovém intervalu deset minut a dlouhodobou (long term) emisi flickru P_{lt} , určenou pro interval dvou hodin.

Obecně platí, že čím více listů má větrná turbína, tím je emise flickru menší. Systémy s měničem kmitočtu ve většině případů vykazují menší emise než systémy s asynchronním generátorem zapojeným přímo.

Pravidla provozování distribuční soustavy opět definují maximální povolené hodnoty dlouhodobé míry vjemu flickru P_{lt} , která je vypočítána z posloupnosti dvanácti hodnot

P_{st} po dobu dvouhodinového intervalu, a to tak, že nesmí překročit hodnotu 0,46. [6, 19]

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}} \quad (26)$$

$$P_{lt} \leq 0,46 \quad (27)$$

5.3.3. Ovlivnění zařízení hromadného dálkového ovládání.

Výrobný ovlivňují HDO přidavným zatížením vysílačů HDO:

- Vlastním zařízením větrné elektrárny
- Příp. zvýšeným zatížením části sítě, do které pracuje zdroj

Tento vliv může způsobit nepřípustné změny hladiny signálu HDO ve společném napájecím bodě. Podrobnější podmínky a informace o tomto zpětném vlivu jsou uvedeny v [6, 10].

Při našich simulacích jsem však flickr a ovlivnění HDO nevyhodnocoval.

6. Program Bizon projektant v. 4.39

Pro simulace sítí této disertační práce jsem si vybral program Bizon projektant, který je v současné době nejnovějším software používaným pro tyto výpočty.

Produkt Bizon je nejnovějším členem tradiční produktové řady PAS DAISY Off-Line. Je to programový systém pro výpočty režimů elektroenergetických sítí. Je určen především pro plánování rozvoje, projektování a dlouhodobou přípravu provozu rozvodných sítí nn, vn a vvn. Obsahuje podporu pro výpočty nastavení ochran a jistění pojistkami a jističi. Návrh programu Bizon byl veden s velkým důrazem na snadnou modifikaci výpočetních dat a komplexnost používaných výpočetních metod. Uživatel zakreslí část sítě a okamžitě může začít s výpočty. Změny provádí uživatel přímo v interaktivním režimu. Uživatel tohoto produktu má vysoké požadavky na výpočty hraničních provozních stavů. Výpočty těchto režimů mohou výjimečně vyžadovat nastavování parametrů výpočetních algoritmů, proto jsou tyto parametry uživateli přístupné. [8]

6.1. Vlastnosti programu:

- snadné vytváření a modifikace schématu sítě přímo v obrázku v objektově orientovaném grafickém prostředí s automatickou tvorbou i údržbou dat a obrázků
- databáze se vytváří současně s tvorbou obrázků. Nakreslené schéma je okamžitě použitelné pro výpočty.
- okamžité vyhodnocení a zobrazení topologie (probarvování komponent sítě podle příslušnosti ke zdroji)

- rozpočet odběrů po kmenových linkách a možnost přiřazovat uzlům odběrová místa
- možnost definic vedení typu T a jejich využití při všech výpočtech
- plnohodnotné výpočetní modely trojvinutových transformátorů a souběžných vedení
- grafické odlišení vedení venkovních a kabelových
- analýza ustáleného chodu elektrické sítě s využitím plného matematického modelu s kontrolou přetížení linek
- analýza zkratových poměrů v síti: úplný výpočet symetrických, nesymetrických nebo vícenásobných poruch (zkratů, přerušení fází) včetně údajů pro nastavení ochran, možnost výpočtu při definici vícenásobných zkratů, průběhy zkratů na linkách
- kontrola úrovně zabezpečení sítě proti náhodným výpadkům (contingency analysis)
- trendování odběrů s možností kategorizace trendů po oblastech
- zobrazení výsledků ve schématech sítě a v tabulkových sestavách
- probarvování obrázků sítě podle topologie, zatížení vedení nebo kabelů, rozložení napětí v síti, typu vedení, ztrát, zkratových poměrů, relativního proudu, zabezpečení.
- schopnost mít v jednom okamžiku rozpracovaných několik nezávislých sítí nebo jejich variant (tzv. studií), jednoduché přepínání mezi nimi
- možnost porovnání výsledků různých variant výpočtů se zvýrazněním odchylek a možností třídění podle absolutních i relativních rozdílů
- všechny obrazové informace jsou ukládány v reálných souřadnicích (milimetrech), což umožňuje mimo jiné zakreslování pomocí podkladových map, odečítání délek z obrázku, zobrazování a tisk ve zvoleném měřítku.
- produkt umožňuje práci s mapovým materiálem obdobným způsobem jako systémy GIS: spolupracuje s katalogem map a umí využít jak rastrové, tak vektorové formáty elektronických map

- Výpočetní metody použité v produktech PAS DAISY odpovídají plnohodnotným standardním výpočetním metodám, to znamená, že produkt neobsahuje žádná zjednodušení matematických metod, která by mohla vést k zavádějícím výsledkům (zejména při výpočtech okrajových stavů na pomezí technických možností sítě, které je nutno někdy prověřovat).
- Velikost počítané sítě je v principu neomezena
- Tento produkt má uživatelské rozhraní založené na grafických pohledech na data. Vstupní data se zadávají v obrázcích a pomocných tabulkových oknech, obdobně jako při práci s tabulkovými kalkulátory. Jednotlivé funkce programu se aktivují obvykle tlačítky na liště nástrojů, opatřenými názornými obrázky - ikonami, jak je dnes v programech obvyklé. [8]

7. Problematika optimalizace ztrát

Vzhledem k tématu práce je také v práci třeba rozebrat možnosti optimalizace ztrát. Problematice řešení minima ztrát v elektrických sítích je věnována značná pozornost v odborných publikacích. Zmíněná problematika je většinou řešena obecně pro danou napěťovou hladinu, je použit složitý matematický model a výsledky jsou většinou prezentovány ve formě obecného vzorce. Aplikace zmíněných modelů do praxe je běžně publikována, ale většinou bez důkazů, že v dané elektrické síti je skutečně získaný výstup řešením s minimálními činnými ztrátami. Většinou chybí důkaz o tom, že jiné nastavení odbočky transformátoru a jiná dodávka jalového výkonu do dané oblasti má při daném zatížení za důsledek zvýšení činných ztrát.

Z teoretických komplexních studií této problematiky je možno provést několik závěrů, které jsou všeobecně platné a je možno se jimi řídit při optimalizaci činných ztrát v konkrétní elektrické síti.

Jedná se o následující závěry:

- Zvýšením napětí na napájecích transformátorech dojde ke snížení činných ztrát ve vedeních (při konstantním odběru).
- Zvyšování napětí na sekundární straně transformátoru roste jalový proud transformátorem a tím i činné ztráty transformátoru.

- Skutečnou optimalizaci činných ztrát dané napájecí oblasti je možno provést pouze tam, kde kromě změny odbočky na napájecích transformátorech je možno měnit dodávku jalového výkonu. Do těchto oblastí musí být připojen generátor (generátory), u kterého je provozovatel sítě schopen ovlivnit dodávku jalového výkonu.
- Výsledkem optimalizace (s cílem minimalizace činných ztrát) je optimální napětí napájecích transformátorů a optimální dodávka jalového výkonu do dané sítě.
- V mnoha případech neplatí závěr, že zvyšováním napětí napájecích transformátorů dochází ke snižování celkových činných ztrát.

8. Elektrická vzdálenost

Elektrická vzdálenost je fiktivní veličina nahrazující některé skutečné vlastnosti reálné elektrické sítě. Zohledňuje jednak elektrické vlastnosti sítě tj. vliv na přenos elektrického proudu, ale současně zohledňuje také skutečné prostorové uspořádání sítě.

Z hlediska principu modelování elektrické vzdálenosti je možno uvažovat o třech možnostech:

- modelování na základě impedancí sítě,
- modelování na základě činného odporu sítě,
- modelování na základě induktivní reaktance sítě.

Předpoklad je, že hodnota kapacitní vodivosti se zanedbává.

Způsob možného modelování elektrické vzdálenosti závisí na hladině napětí elektrické sítě a na typu vedení (venkovní vedení, kabel). Základní otázkou je poměr hodnoty činného odporu a induktivní reaktance (vliv kapacitní vodivosti je pro tuto analýzu zanedbán).

V případě, že by se provedlo modelování pouze podle induktivní reaktance, byla by hodnota elektrické vzdálenosti v podstatě nezávislá na průřezu vodiče. V případě modelování podle impedancí, je průřez podstatně zohledněn pouze v reálné části (činném odporu). Závislost na průřezu závisí na poměru činného odporu a induktivní reaktance tedy na hladině napětí a na typu vedení (venkovní vedení, kabel).

Základní způsob modelování je řešení sérioparalelního zapojení jednotlivých vedení. Dle uvedených principů je možno řešit sérioparalelní model činných odporů, induktivních

reaktancí nebo komplexních impedancí. Tedy výsledná impedance, činný odpor nebo reaktance mezi dvěma uzly sítě. Toto řešení je však většina počítačových programů pro řešení sítí nenabízí a výpočet by musel být pro danou konfiguraci sítě proveden „ručně“. Při modelování impedance se jedná o operace s komplexními čísly, proto pro složitější uspořádání sítě je tato metoda pracná.

Další možností je provést výpočet elektrické vzdálenosti z hodnot činných a jalových ztrát vedení. Tyto hodnoty běžné výpočtové programy elektrických sítí uvádějí. Stanovení elektrické vzdálenosti daného uzlu sítě od napájecího uzlu lze řešit následovně:

- Na modelu sítě se odpojí všechny odběry (včetně odběrových transformátorů).
- Do daného uzlu sítě je připojen definovaný odběr.
- Je proveden výpočet ustáleného chodu sítě a určí se proud odběrem (i napájecím transformátorem) a výsledné činné a jalové ztráty na vedeních.
- Ze vztahu $\Delta P = 3 R I^2$ a $\Delta Q = 3 X I^2$ se provede výpočet činného odporu R a induktivní reaktance X . Hodnota proudu je dána aritmetickým průměrem proudu transformátorem a odběrem.
- Podle parametrů zvoleného vodiče je z odporu a reaktance vypočtena délka (elektrická vzdálenost).

Při použití této metody si je nutno ale uvědomit její nepřesnost. Výpočtové programy modelují elektrickou síť včetně příčných větví vedení (většinou se používá Π články). Proud na počátku a na konci vedení je jiný. Ztráty pro jednotlivá vedení nejsou počítány podle výše uvedených vztahů, ale jako rozdíl činného (jalového) výkonu na začátku a konci vedení. Proto se chyba této metody zvyšuje s vlivem příčných větví (kapacity vedení), tedy s rostoucí hladinou napětí.

Možnost jak tuto chybu eliminovat je „odstranit“ příčné větve z modelu vedení.

Pro stanovení elektrické vzdálenosti byly použity obě popsané metody: tj. výpočet činného odporu a induktivní reaktance zjednodušováním sérioparalelního zapojení sítě a výpočet činného odporu a induktivní reaktance z hodnoty činných a jalových ztrát. Výsledky obou metod určení elektrické vzdálenosti byly z hlediska technické přesnosti stejné. [20,21]

8.1. Elektrická vzdálenost s uvažováním transformátoru

Elektrická vzdálenost byla vypočtena z hodnot činných odporů a induktivních reaktancí vedení. Tyto hodnoty byly přepočteny na úroveň napěťové hladiny 22 kV (bod připojení VTE).

V soustavách s různými hladinami napětí je nutné provést přepočít impendancí z jedné hladiny do druhé.

$$Z_2 = Z_1 \frac{1}{p^2} \quad [\Omega] \quad (28)$$

$$p^2 = \left| \frac{U_{1n}}{U_{2n}} \right|^2 \quad [-] \quad (29)$$

Z_2 přepočtená impedance na jinou napěťovou hladinu $[\Omega]$

Z_1 původní vypočtená impedance $[\Omega]$

U_{1n} napětí hladiny na které se nachází původní impedance $[\text{kV}]$

U_{2n} napětí na kterou je původní impedance přepočtena $[\text{kV}]$

Byly vypočteny hodnoty činného odporu a induktivní reaktance transformátoru 110/22 kV 25 MVA. Sousedné impedance dvouvinutových transformátorů $\bar{Z}_T = R_T + jX_T$ je možné vypočítat ze jmenovitých údajů transformátoru:

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad [\Omega] \quad (30)$$

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2} \quad [\Omega] \quad (31)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad [\Omega] \quad (32)$$

U_{rT} jmenovité napětí transformátoru na straně vyššího nebo nižšího napětí $[\text{V}]$

I_{rT} jmenovitý proud transformátoru na straně vyššího nebo nižšího napětí $[\text{A}]$

S_{rT} jmenovitý zdánlivý výkon transformátoru $[\text{VA}]$

P_{krT} jmenovité ztráty transformátoru nakrátko $[\text{W}]$

u_{kr} jmenovité napětí nakrátko $[\%]$

u_{Rr} ohmická složka jmenovitého napětí $[\%]$

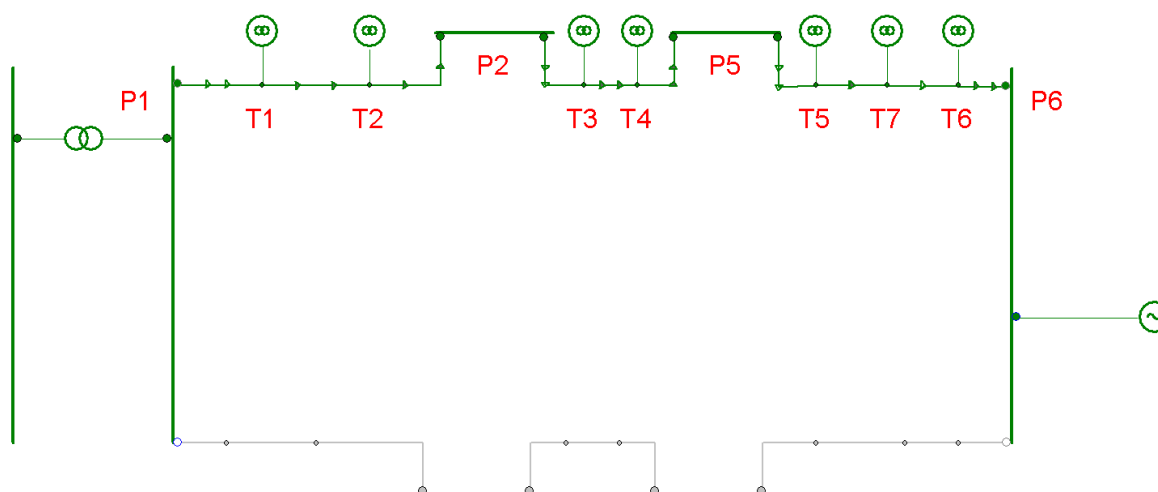
9. Modelování na jednoduché síti

9.1. Napěťová analýza

Pro vysvětlení změn napětí a ztrát v závislosti na elektrické vzdálenosti jsem vytvořil jednoduchý simulační model sítě 22 kV. Model sítě je realizován jako paprskový, větev je vždy tvořena deseti odběry typu T rovnoměrně rozloženými po větvi. Odběry byly modelovány s účinníkem 0,98 induktivním. Na konci paprsku je umístěn zdroj elektrické energie. Na tomto modelu se snažím ukázat různé průběhy napětí a ztrát v síti 22 kV. Jelikož je celé vedení jen z jednoho typu vodiče (AlFe 185), elektrická vzdálenost je rovna součtu délek jednotlivých úseků vedení a to 10 km. Elektrická vzdálenost byla počítána od VTE směrem k přípojnici 22 kV. Tedy VTE je ve vzdálenosti 0 km a přípojnice 22 kV je ve vzdálenosti 10 km. Hodnoty R a X lze vypočítat roznásobením R_k a X_k délkou vedení.

$$R = 1.56 \, \Omega$$

$$X = 3.52 \, \Omega$$

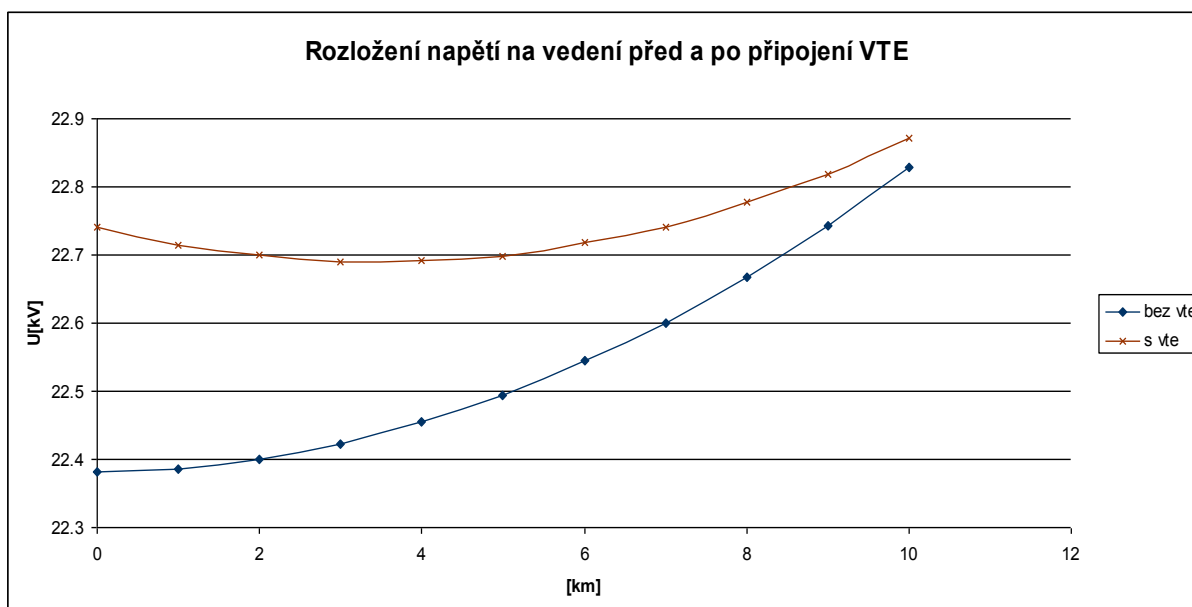


Obr. 5: Schéma sítě 22 kV

Výkon VTE byl modelován 4 MW. V tomto případě byl konstantní $\cos \varphi$ odběrů. Hodnoty odběrů jsou uvedeny v Tab. 2. jako P Uzlu a Q Uzlu. Dále jsou v tabulce uvedeny hodnoty napětí v uzlech před a po připojení zdroje. Při reálných výpočtech je nutno výsledky zaokrouhlit, jelikož chyba vstupních dat je přibližně 5%, ale z hlediska porovnávání je použito více desetinných míst.

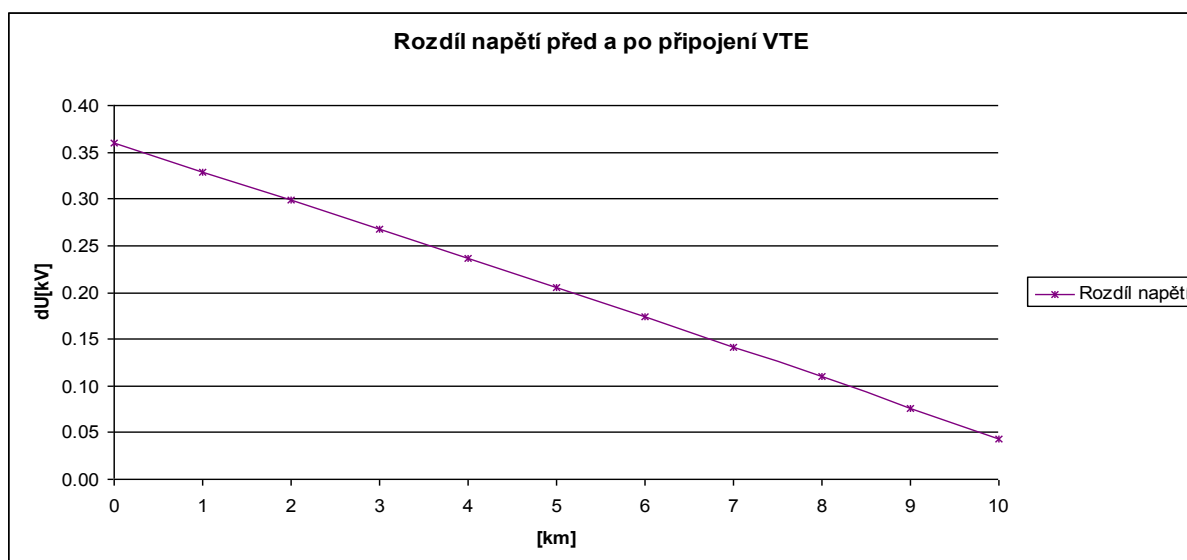
Tab. 2 Hodnoty odběrů a napětí v uzlech

Uzel	el.vzd	P Uzu	Q Uzu	U bez VTE	U s VTE
	[km]	[kVA]	[kvar]	[kV]	[kV]
P1	10	1000	100	22.83	22.87
T1	9	1500	150	22.74	22.82
T2	8	500	50	22.67	22.78
P2	7	1500	150	22.60	22.74
T3	6	500	50	22.54	22.72
T4	5	1500	150	22.49	22.70
P5	4	500	50	22.46	22.69
T5	3	1500	150	22.42	22.69
T7	2	500	50	22.40	22.70
T6	1	1500	150	22.38	22.71
P6	0	500	0	22.38	22.74



Obr. 6: Rozložení napětí v síti 22kV

Z průběhu napětí bez VTE lze pozorovat postupný úbytek napětí od přípojnice 22kV směrem ke konci paprsku, což vychází z teoretického předpokladu úbytků napětí vyvolaných protékajícím proudem. Při připojení VTE je zřejmé, že místo s nejnižší hodnotou napětí je právě tam, kde se proudy z VTE a přípojnice stékají.



Obr. 7: Rozdíl hodnot napětí

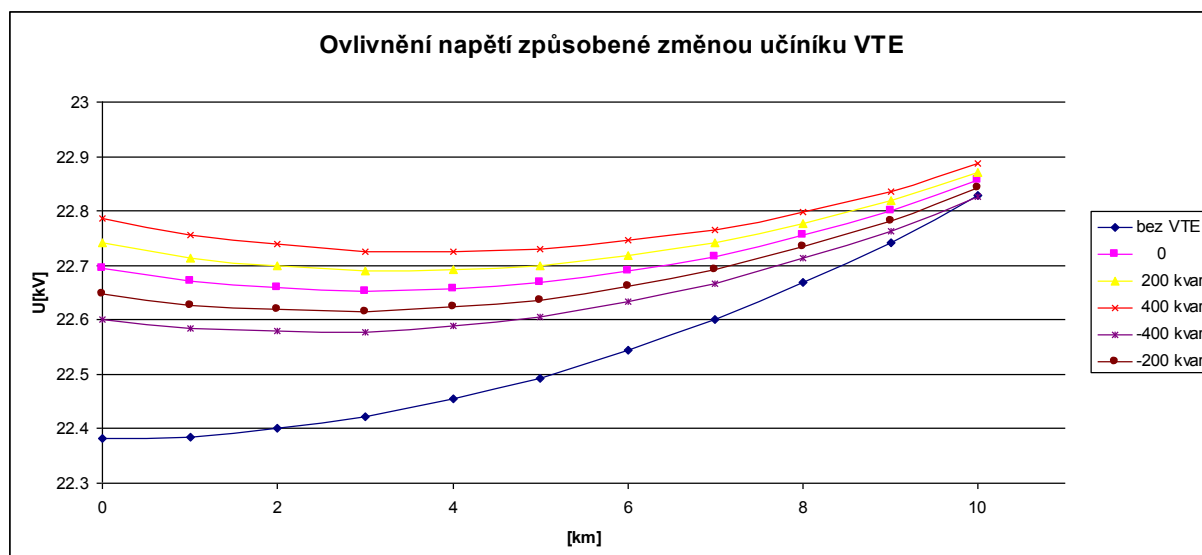
Při provedení rozdílu průběhů napětí z Obr. 6, vychází lineární charakteristika rozdílu změny napětí vyvolaného připojením VTE v závislosti na elektrické vzdálenosti uvedená na Obr. 7.

9.1.1. Změna jalového výkonu zdroje

Dále jsem simuloval několik hodnot příspěvků jalového výkonu připojeného zdroje. Zajímalo mě jak, se změní charakteristiky napětí. Hodnota činného výkonu VTE byla opět 4 MW, měnil se pouze jalový výkon zdroje. Hodnoty kapacitního jalového výkonu značím jako záporné a induktivního jalového výkonu jako kladné.

Tab. 3 Změna napětí způsobená změnou účinnosti zdroje

Uzel	el. vzdal.	bez VTE	U				
	[km]		[kV]				
			0	200 kvar	400 kvar	- 400 kvar	- 200 kvar
P1	10	22.829	22.857	22.872	22.887	22.827	22.842
T1	9	22.742	22.800	22.818	22.837	22.764	22.782
T2	8	22.668	22.756	22.778	22.799	22.713	22.735
P2	7	22.600	22.717	22.741	22.766	22.668	22.692
T3	6	22.544	22.690	22.718	22.745	22.635	22.662
T4	5	22.493	22.668	22.698	22.729	22.606	22.637
P5	4	22.455	22.658	22.692	22.725	22.590	22.624
T5	3	22.422	22.652	22.689	22.726	22.578	22.615
T7	2	22.401	22.659	22.699	22.739	22.579	22.619
T6	1	22.385	22.671	22.714	22.757	22.584	22.627
P6	0	22.381	22.695	22.741	22.787	22.602	22.648

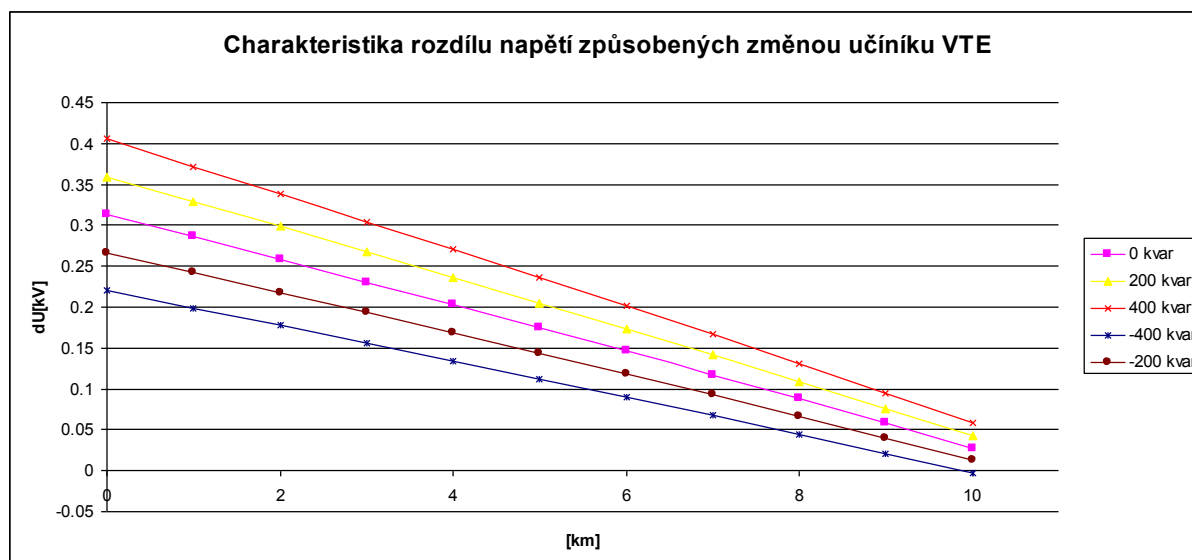


Obr. 8: Ovlivnění napětí změnou dodávky jalového výkonu

Z Obr. 8 je možno pozorovat opět podobnost křivek s předchozím případem z tohoto důvodu jsem opět provedl rozdíl jednotlivých charakteristik vůči charakteristice bez připojené VTE.

Tab. 4 Rozdíl napětí způsobený změnou účinníku zdroje (simulovaný).

Uzel	el. vzdal.	$\Delta U_{\text{simulovaný}}$				
	[km]	[kV]				
		0	200 kvar	400 kvar	- 400 kvar	- 200 kvar
P1	10	0.028	0.043	0.058	-0.003	0.013
T1	9	0.058	0.076	0.095	0.021	0.040
T2	8	0.088	0.109	0.131	0.045	0.067
P2	7	0.117	0.142	0.166	0.068	0.093
T3	6	0.146	0.174	0.201	0.091	0.118
T4	5	0.175	0.205	0.236	0.113	0.144
P5	4	0.203	0.236	0.270	0.134	0.169
T5	3	0.230	0.267	0.304	0.156	0.193
T7	2	0.258	0.298	0.338	0.177	0.218
T6	1	0.286	0.329	0.372	0.199	0.242
P6	0	0.313	0.359	0.405	0.220	0.267



Obr. 9: Rozdíl napětí způsobený změnou dodávky jalového výkonu

V Obr. 8 a Obr. 9 byla provedena změna jalového výkonu zdroje při konstantním činném výkonu VTE (4 MW). V tomto případě jsou charakteristiky opět přímkové. Posunutí přímky odpovídá množství jalové energie dodané do sítě zdrojem elektrické energie. Směrnice přímek jsou podobné.

Dle Tab. 4 a Obr. 9 je možné stanovit tyto vztahy pro výpočet napětí v závislosti na elektrické vzdálenosti. K těmto výpočtům je nutné znát hodnoty napětí v místě připojení před připojením zdroje do sítě, což ve skutečnosti není problém změřit, jelikož se většinou alternativní zdroje připojují do již existujících sítí.

$$I_1 = \frac{P_z}{\sqrt{3} \cdot U_s} \quad (33)$$

$$I_2 = \frac{Q_z}{\sqrt{3} \cdot U_s} \quad (34)$$

Dle výše uvedených vzorců vypočítám činnou a jalovou dodávku proudu nového zdroje. Tento vypočítaný proud pak dále dosadím do empirických vzorců (35 a 36). Tyto vzorce byly sestaveny na základě jednoduché sítě a testovány na několika jednoduchých i reálných sítích. Sítě byly různých délek a průřezů a na základě velice významné podobnosti výsledků vypočítaných a porovnaných hodnot, které uvádím dále v práci, je možno používat uvedené empirické vzorce.

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot I_1 \cdot R_K \cdot \left(\frac{l_{zdroj}}{10} + l_{vzd} \right) \quad (35)$$

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot X_K \cdot \left(\frac{l_{zdroj}}{10} + l_{vzd} \right) \quad (36)$$

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + p \quad (37)$$

I_1	činný proud dodávaný zdrojem [A]
P_z	činný výkon zdroje dodávaný do sítě [W]
U_s	sdužená hodnota síťového napětí zdroje [V]
ΔU_1	změna napětí vyvolaná činným proudem zdroje umístěným na paprsku [V]
R_k	odpor na jednotku délky náhradního vedení [$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$]
l_{vzd}	elektrická vzdálenost od napájecí přípojnice [km]
l_{zdroj}	elektrická vzdálenost mezi zdrojem a napájecí přípojnici [km]
I_2	jalový proud dodávaný zdrojem [A]
Q_z	jalový výkon zdroje dodávaný do sítě [var]
ΔU_2	změna napětí vyvolaná jalovým proudem zdroje umístěným na paprsku [V]
X_k	induktivní reaktance na jednotku délky náhradního vedení [$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$]
p	posun charakteristiky způsobený jalovým výkonem zdroje [V]

Dle simulačních výpočtů je hodnota posunu $p = 7.5$ V na 100 kvar jalového výkonu dodávaného (odebíraného) zdrojem. Dále je v tomto důležité rozlišovat zda-li je výkon zdroje induktivního charakteru – dodávka do sítě, nebo kapacitního charakteru – odběr ze sítě. V případě kapacitního účinníku generátoru je nutné jalový výkon považovat za záporný a tedy i úbytek napětí ΔU_2 způsobený tímto proudem je nutné odečítat.

Dle výše uvedených vztahů jsem vypočítal hodnoty rozdílu napětí v jednotlivých bodech sítě uvedené v Tab. 5.

Tab. 5 Rozdíl napětí způsobený změnou účinníku zdroje(vypočítaný).

Uzel	el. vzdal.	ΔU vypočítaný				
	[km]	[kV]				
		0	200 kvar	400 kvar	- 400 kvar	- 200 kvar
P1	10	0.028	0.047	0.065	-0.008	0.010
T1	9	0.057	0.078	0.100	0.014	0.050
T2	8	0.085	0.110	0.134	0.036	0.075
P2	7	0.113	0.141	0.169	0.058	0.101
T3	6	0.142	0.173	0.204	0.080	0.126
T4	5	0.170	0.204	0.239	0.102	0.151
P5	4	0.199	0.236	0.273	0.124	0.176
T5	3	0.227	0.268	0.308	0.146	0.201
T7	2	0.255	0.299	0.343	0.168	0.226
T6	1	0.284	0.331	0.378	0.190	0.252
P6	0	0.312	0.362	0.412	0.212	0.277

Porovnání hodnot ze simulačního programu uvedených v Tab. 4 a hodnot vypočítaných dle uvedené metodiky uvedených v Tab. 5 je uvedeno v Tab. 6.

Tab. 6 Rozdíl napětí způsobený změnou účinníku zdroje(chyba výpočtu).

Uzel	el. vzdal.	ΔU chyba výpočtu				
	[km]	[kV]				
		0	200 kvar	400 kvar	- 400 kvar	- 200 kvar
P1	10	0.000	0.004	0.007	-0.005	-0.003
T1	9	-0.001	0.002	0.005	-0.007	0.010
T2	8	-0.003	0.001	0.003	-0.009	0.008
P2	7	-0.004	-0.001	0.003	-0.010	0.008
T3	6	-0.004	-0.001	0.003	-0.011	0.008
T4	5	-0.005	-0.001	0.003	-0.011	0.007
P5	4	-0.004	0.000	0.003	-0.010	0.007
T5	3	-0.003	0.001	0.004	-0.010	0.008
T7	2	-0.003	0.001	0.005	-0.009	0.008
T6	1	-0.002	0.002	0.006	-0.009	0.010
P6	0	-0.001	0.003	0.007	-0.008	0.010

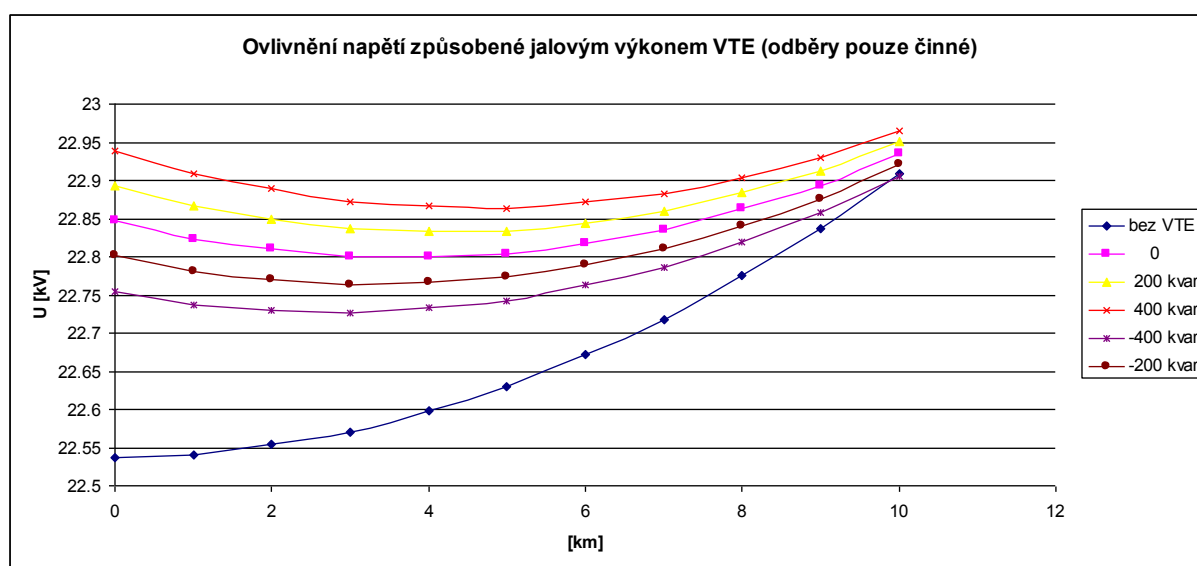
Z Tab. 6 je patrné, že chyba výpočtu je v tomto případě maximálně jednotky voltů, což je chyba naprosto zanedbatelná vzhledem k chybě vstupních dat, která bývá až 5%.

Dále jsem provedl stejnou simulaci jako v předchozím případě, avšak **všechny odběry měly pouze činný charakter**. Snažil jsem se zjistit, jestli změna jalového výkonu odběrů nějak změní charakteristiky napětí. Hodnota činného výkonu VTE byla opět 4 MW, měnil se

pouze jalový výkon zdroje. Hodnoty kapacitního jalového výkonu značím jako záporné a induktivního jalového výkonu jako kladné. Zajímala mě opět změna charakteristiky napětí.

Tab. 7 Změna napětí způsobená změnou účinníku zdroje (činné odběry).

Uzel	el. vzdal.	bez VTE	U				
	[km]		[kV]				
			0	200 kvar	400 kvar	-400 kvar	-200 kvar
P1	10	22.908	22.935	22.950	22.965	22.905	22.920
T1	9	22.836	22.894	22.912	22.929	22.857	22.876
T2	8	22.775	22.862	22.883	22.904	22.820	22.841
P2	7	22.718	22.835	22.859	22.883	22.786	22.810
T3	6	22.672	22.817	22.845	22.872	22.762	22.790
T4	5	22.630	22.803	22.834	22.864	22.742	22.773
P5	4	22.599	22.800	22.833	22.867	22.733	22.766
T5	3	22.571	22.800	22.836	22.873	22.726	22.763
T7	2	22.554	22.810	22.849	22.889	22.730	22.770
T6	1	22.540	22.823	22.866	22.908	22.737	22.780
P6	0	22.536	22.847	22.893	22.938	22.755	22.801

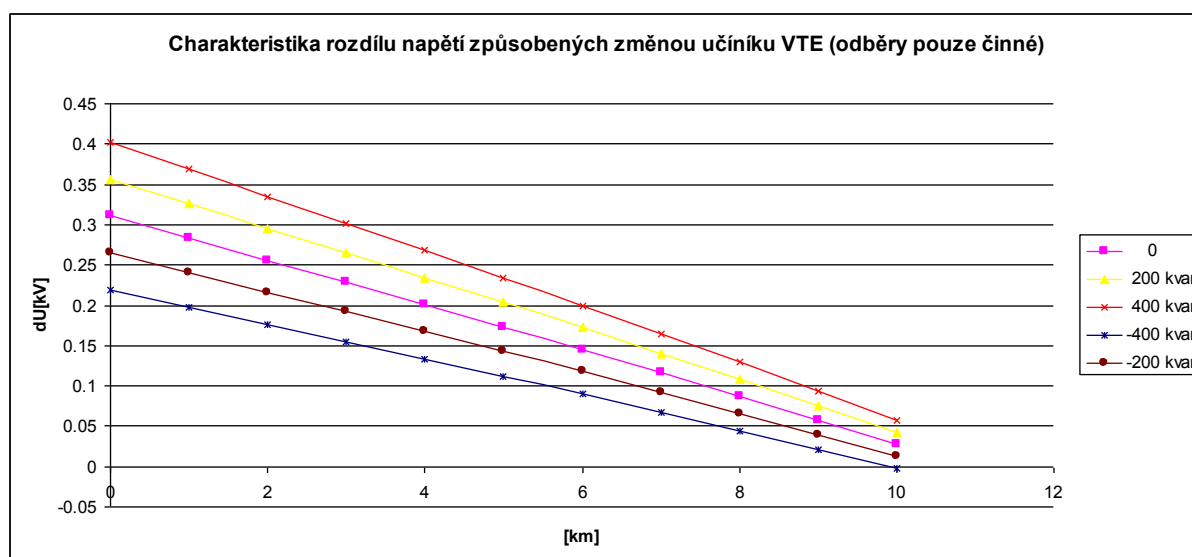


Obr. 10 Ovlivnění napětí způsobené jalovým výkonem VTE

Z Obr. 10 je patrné, že se tvar charakteristiky napětí se proti předchozímu případu nemění. Také hodnotově jsou charakteristiky prakticky shodné s předchozí simulací.

Tab. 8 Rozdíl napětí způsobený změnou účinníku zdroje (činné odběry).

Uzel	el. vzdal. [km]	ΔU simulovaný [kV]				
		0	200 kvar	400 kvar	-400 kvar	-200 kvar
P1	10	0.027	0.042	0.057	-0.003	0.012
T1	9	0.058	0.076	0.093	0.021	0.040
T2	8	0.087	0.108	0.129	0.045	0.066
P2	7	0.116	0.140	0.165	0.068	0.092
T3	6	0.145	0.172	0.199	0.090	0.118
T4	5	0.173	0.204	0.234	0.112	0.143
P5	4	0.201	0.235	0.268	0.134	0.168
T5	3	0.229	0.265	0.302	0.155	0.192
T7	2	0.256	0.296	0.335	0.176	0.216
T6	1	0.284	0.326	0.369	0.198	0.241
P6	0	0.311	0.357	0.402	0.219	0.265



Obr. 11 Rozdíl napětí vyvolaný změnou účinníku VTE

Z Obr. 11 je patrné, že i rozdíl napětí je prakticky stejný jak předchozím případě. Je tedy možné konstatovat, že změna účinníku odběrů, rozdíl napětí vyvolaný připojením nového zdroje neovlivňuje. Dále konstatuji, že přímky jednotlivých charakteristik jsou posunuty právě o hodnotu dodávky jalového výkonu nového zdroje.

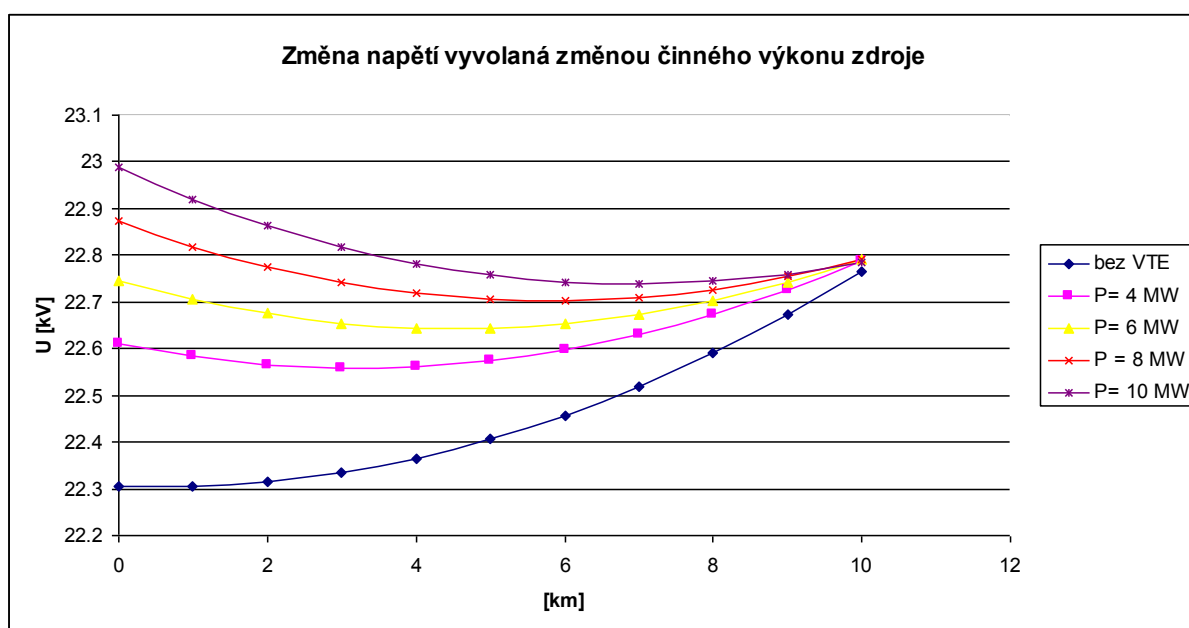
9.1.2. Změna činného výkonu zdroje

Další situaci, kterou jsem zkoumal, je reakce sítě na změnu činného výkonu zdroje. V tomto případě byly všechny odběry nastavené na $P = 1000 \text{ kW}$ a $\cos \varphi = 0,8$. Činný výkon VTE byl

modelován v rozmezí 0 - 10 MW. Zdroj nedodával žádný jalový výkon. Napětí ve sledovaných uzlech je uvedeno v *Tab. 9*.

Tab. 9 Změna napětí při změně činného výkonu zdroje

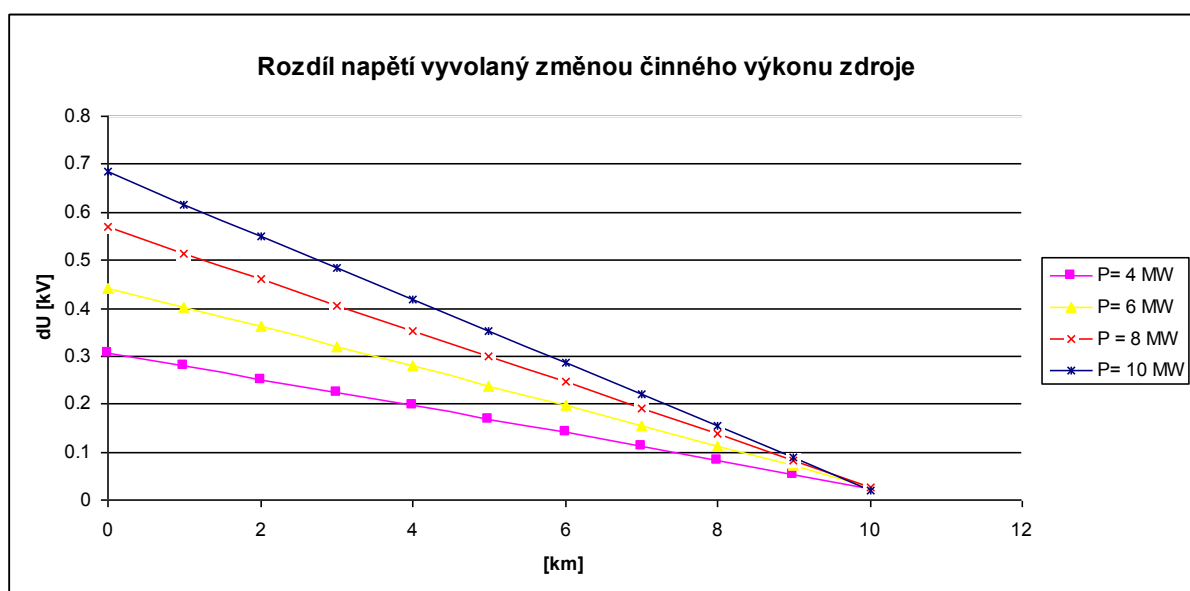
Uzel	el. vzdal.	U				
	[km]	[kV]				
		0	4 MW	6 MW	8 MW	10 MW
P1	10	22.765	22.789	22.792	22.791	22.785
T1	9	22.672	22.725	22.743	22.754	22.760
T2	8	22.590	22.672	22.703	22.727	22.744
P2	7	22.518	22.630	22.673	22.710	22.738
T3	6	22.457	22.597	22.654	22.702	22.743
T4	5	22.406	22.574	22.644	22.705	22.757
P5	4	22.365	22.561	22.644	22.718	22.782
T5	3	22.334	22.558	22.654	22.741	22.818
T7	2	22.314	22.565	22.675	22.774	22.864
T6	1	22.304	22.583	22.706	22.818	22.920
P6	0	22.304	22.610	22.747	22.872	22.987



Obr. 12: Změna napětí vyvolaná změnou činného výkonu zdroje

Tab. 10 Rozdíl napětí při změně činného výkonu zdroje

Uzel	el. vzdal.	ΔU simulovaný			
	[km]	[kV]			
		4 MW	6 MW	8 MW	10 MW
P1	10	0.024	0.027	0.026	0.022
T1	9	0.053	0.071	0.082	0.088
T2	8	0.082	0.113	0.137	0.154
P2	7	0.112	0.155	0.192	0.220
T3	6	0.140	0.197	0.245	0.286
T4	5	0.168	0.238	0.299	0.351
P5	4	0.196	0.279	0.353	0.417
T5	3	0.224	0.320	0.407	0.484
T7	2	0.251	0.361	0.460	0.550
T6	1	0.279	0.402	0.514	0.616
P6	0	0.306	0.443	0.568	0.683



Obr. 13: Rozdíl napětí vyvolaný změnou činného výkonu zdroje

Z těchto charakteristik je možno pozorovat, že se mění pouze směrnice přímk. Dále je patrné, že změna činného výkonu nezpůsobuje žádné posunutí charakteristik.

Je tedy možné konstatovat, že směrnice přímk ovlivňuje činný výkon, respektive činné ztráty, tedy odpor vedení.

Dále z této simulace je možné sestavit vztahy pro výpočet změny napětí v důsledku připojení zdroje. Tyto vzorce jsou totožné s vztahy (33 a 35)

$$I_1 = \frac{P_z}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_1 \cdot R_K \cdot \left(\frac{l_{zdroj}}{10} + l_{vzd} \right)$$

I_1 činný proud dodávaný zdrojem [A]

P_z činný výkon zdroje dodávaný do sítě [W]

U_s sdružená hodnota síťového napětí zdroje [V]

ΔU změna napětí vyvolaná zdrojem umístěným na paprsku [V]

R_k odpor na jednotku délky náhradního vedení [$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$]

l_{vzd} elektrická vzdálenost od napájecí přípojnice [km]

l_{zdroj} elektrická vzdálenost mezi zdrojem a napájecí přípojnici [km]

Jelikož v této síti není žádná změna jalového výkonu, tudíž další rovnice se rovnají nule. Vzhledem k tomu, že můžeme změřit či vypočítat všechny potřebné veličiny, tudíž dle těchto vztahů můžeme vypočítat napětí v jakémkoliv místě paprsku, ve kterém známe elektrickou vzdálenost. Tento vztah však lze použít jen v případě, že zdroj dodává pouze činný výkon a odběry v síti jsou odporového charakteru.

9.1.3. Rozdílné průřezy vedení

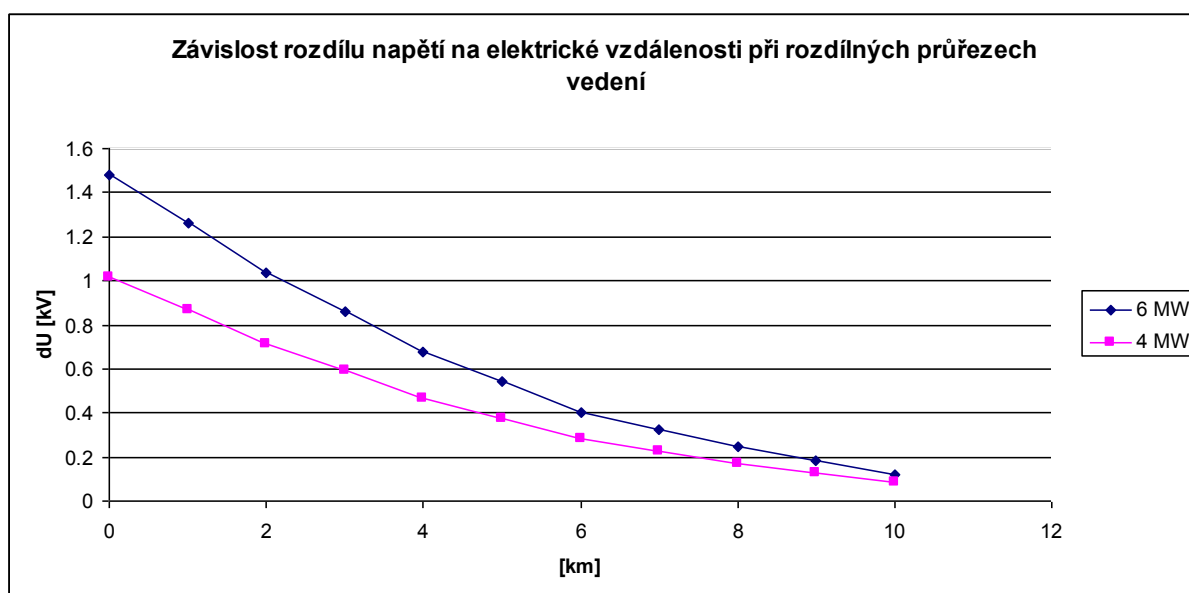
Dále jsem se rozhodl nasimulovat síť, ve které se měnil průřez vedení vždy po 2 km délky. **Použité vodiče byly AlFe6 (185, 120, 70, 42 a 35 mm²) žlutě označené v Tab. 11.** Výkon zdroje byl 4 a 6 MW s $\cos \varphi = 0.8$. Hodnoty zatížení uzlů jsou uvedeny v Tab. 12.

Tab. 11 Parametrů vodičů

Název vodiče	Průřez	R_k	X_k	$I \text{ max.}$
	[mm ²]	[$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$]	[$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$]	[A]
240 AlFe6	240	0.118	0.3587	546
210 AlFe6	210	0.130	0.4000	542
185 AlFe6	185	0.156	0.3523	459
150 AlFe6	150	0.200	0.3597	387
120 AlFe6	120	0.225	0.3634	357
95 AlFe6	95	0.301	0.3740	289
70 AlFe6	70	0.434	0.3913	225
50 AlFe6	50	0.615	0.3964	177
42 AlFe6	42	0.667	0.4214	163
35 AlFe6	35	0.778	0.3893	150
25 AlFe6	25	1.215	0.3800	128

Tab. 12 Hodnoty odběrů a napětí v uzlech při změně činného výkonu zdroje.

Uzel	el.vzd [km]	P Uzlu [kVA]	Q Uzlu [kvar]	ΔU simulovaný [kV]	
				4 MW	6 MW
P1	10	1000	100	0.087	0.122
T1	9	1000	100	0.130	0.184
T2	8	1000	100	0.172	0.246
P2	7	1000	100	0.227	0.325
T3	6	1000	100	0.282	0.405
T4	5	1000	100	0.374	0.540
P5	4	1000	100	0.466	0.675
T5	3	1000	100	0.590	0.857
T7	2	1000	100	0.713	1.038
T6	1	1000	100	0.864	1.259
P6	0	500	50	1.013	1.479



Obr. 14: Závislost rozdílu napětí na elektrické vzdálenosti při rozdílných průřezech vedení

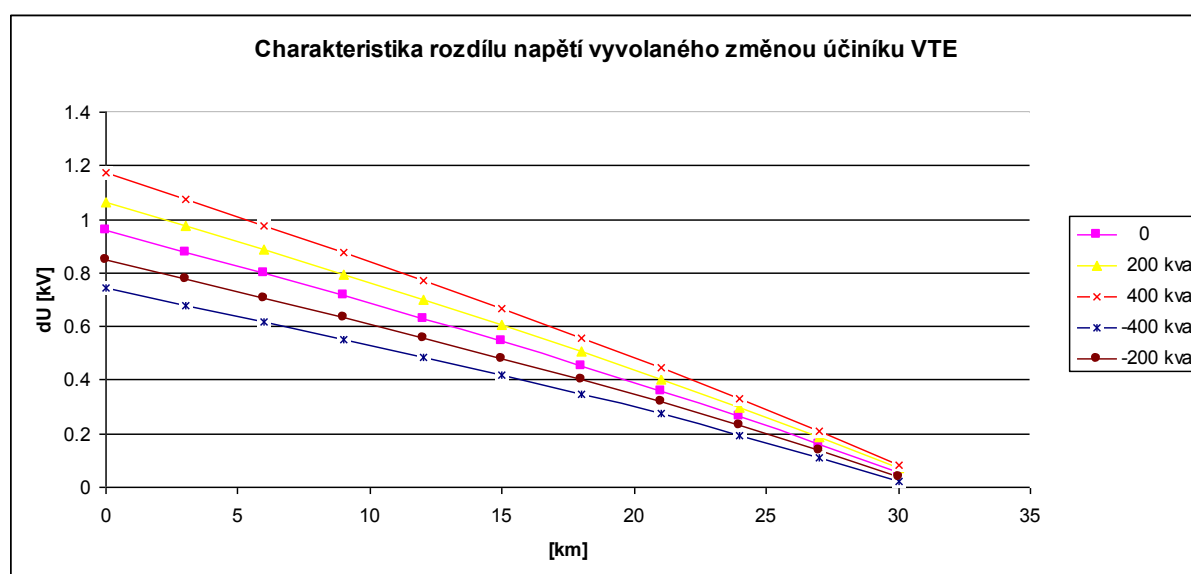
Z charakteristik uvedených v Obr. 14 je možné pozorovat, že přímky se změnily na pět úseček. Každá úsečka má jinou směrnici. To potvrdilo předchozí předpoklad, že směrnici přímky ovlivňuje odpor vedení, což v případě rozdílných odporů (rozdílných průřezů vedení) způsobilo změnu přímek na úsečky. Dále je nutné uvést, že v reálné síti nebude změna směrníc tak výrazná jako v tomto případě, jelikož jsem průřez měnil o 2 stupně, což nebývá v reálné síti obvyklé.

9.1.4. Ověření metodiky výpočtu

Pro ověření metodiky výpočtu změny napětí na elektrické vzdálenosti jsem vytvořil síť shodnou s Obr. 5, jediným rozdílem je, že úseky vedení jsou **tříkrát delší a tedy celková délka paprsku je 30 km**. Při této simulaci uvádím pouze graf rozdílu napětí a tabulky rozdílu napětí, vypočtených hodnot a chyb metody.

Tab. 13 Rozdíl napětí způsobený změnou účinníku zdroje (simulovaný).

Uzel	el. vzdal. [km]	ΔU (simulovaný)				
		[kV]				
		0	200 kvar	400 kvar	- 400 kvar	- 200 kvar
P1	30	0.054	0.069	0.084	0.024	0.039
T1	27	0.161	0.186	0.209	0.112	0.137
T2	24	0.263	0.297	0.330	0.195	0.230
P2	21	0.361	0.404	0.446	0.274	0.318
T3	18	0.454	0.506	0.558	0.348	0.401
T4	15	0.544	0.605	0.666	0.419	0.482
P5	12	0.630	0.701	0.771	0.486	0.559
T5	9	0.715	0.795	0.874	0.552	0.634
T7	6	0.797	0.886	0.974	0.616	0.707
T6	3	0.879	0.977	1.074	0.679	0.780
P6	0	0.960	1.067	1.172	0.742	0.852



Obr. 15 Rozdíl napětí vyvolaný změnou účinníku VTE

Tab. 14 Rozdíl napětí způsobený změnou účinniku zdroje (vypočítaný).

Uzel	el. vzdal.	ΔU (vypočítaný)				
	[km]	[kV]				
		0	200 kvar	400 kvar	- 400 kvar	- 200 kvar
P1	30	0.085	0.110	0.134	0.036	0.060
T1	27	0.170	0.204	0.239	0.102	0.136
T2	24	0.255	0.299	0.343	0.168	0.211
P2	21	0.340	0.394	0.447	0.233	0.287
T3	18	0.425	0.488	0.552	0.299	0.362
T4	15	0.511	0.583	0.656	0.365	0.438
P5	12	0.596	0.678	0.760	0.431	0.513
T5	9	0.681	0.773	0.864	0.497	0.589
T7	6	0.766	0.867	0.969	0.563	0.664
T6	3	0.851	0.962	1.073	0.629	0.740
P6	0	0.936	1.057	1.177	0.695	0.815

Tab. 15 Rozdíl napětí způsobený změnou účinniku zdroje (chyba výpočtu).

Uzel	el. vzdal.	ΔU (chyba výpočtu)				
	[km]	[kV]				
		0	200 kvar	400 kvar	- 400 kvar	- 200 kvar
P1	30	0.031	0.040	0.051	0.011	0.021
T1	27	0.009	0.019	0.029	-0.011	-0.001
T2	24	-0.008	0.002	0.013	-0.028	-0.018
P2	21	-0.020	-0.010	0.001	-0.040	-0.031
T3	18	-0.028	-0.018	-0.006	-0.049	-0.039
T4	15	-0.033	-0.022	-0.010	-0.053	-0.044
P5	12	-0.035	-0.023	-0.011	-0.055	-0.045
T5	9	-0.034	-0.022	-0.010	-0.055	-0.045
T7	6	-0.031	-0.019	-0.006	-0.053	-0.043
T6	3	-0.028	-0.015	-0.001	-0.051	-0.040
P6	0	-0.024	-0.010	0.005	-0.048	-0.036

Z kontrolní simulace plyne závěr, že použitá metodika je použitelná i na jiných elektrických vzdálenostech. Maximální odchylka výpočtu je 51 V, což je vzhledem k výpočtům na hladině napětí 22 kV hodnota menší než přesnost vstupních údajů.

9.2. Analýza ztrát na modelu

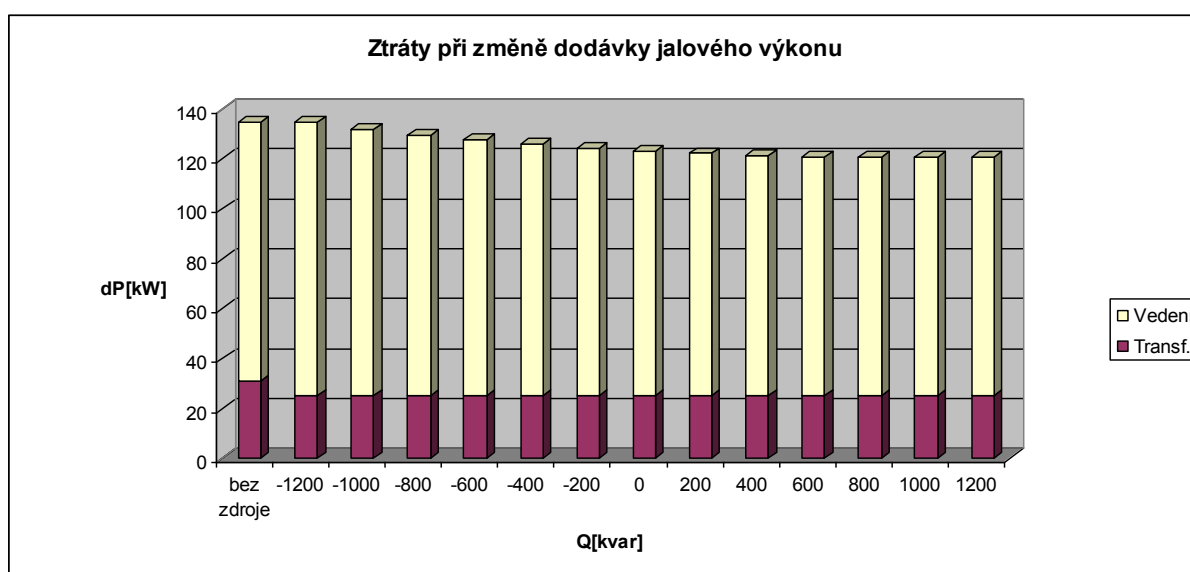
V dalších simulacích posuzují změny ztrát v důsledku změny činného a jalového výkonu zdroje.

9.2.1. Změna jalového výkonu zdroje

V tomto případě byl nastaven konstantní činný výkon zdroje 10 MW. Měněn byl jalový výkon zdroje v rozmezí od 1,2 Mvar induktivního po 1,2 Mvar kapacitního. Kapacitní výkon je opět označen záporným znaménkem a induktivní jalový výkon je označen kladným znaménkem. Celkové ztráty v modelu byly rozděleny na ztráty ve vedení a ztráty v napájecím transformátoru.

Tab. 16

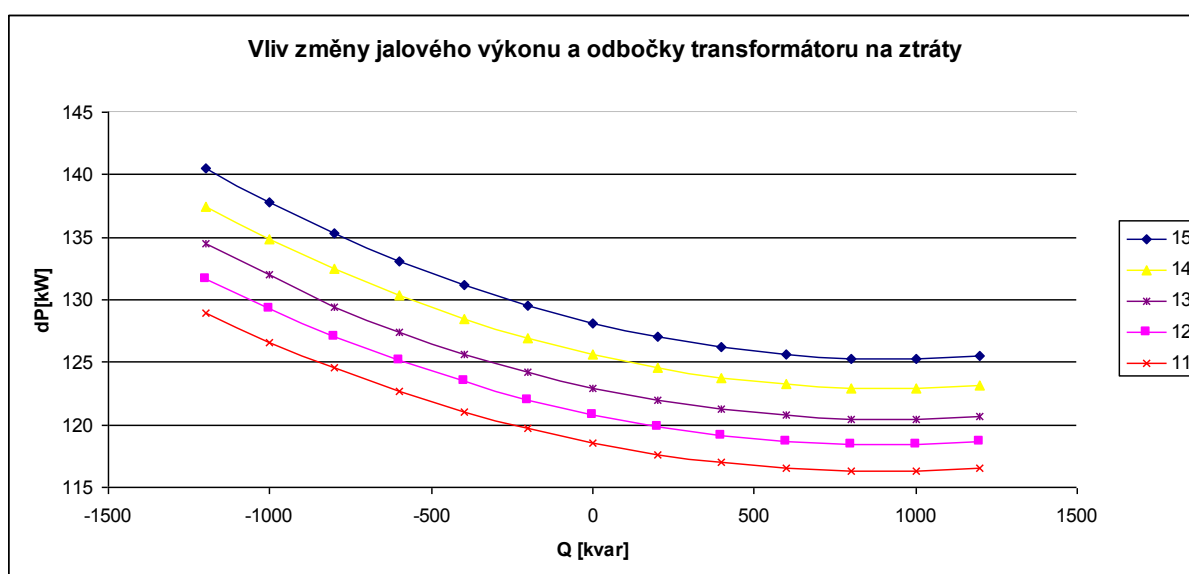
Q		ΔP		
zdroje		Transf.	Vedení	Celkem
	[kvar]	[kW]	[kW]	[kW]
induktivní	1200	24.915	95.944	120.663
	1000	24.903	95.741	120.455
	800	24.894	95.769	120.479
	600	24.89	96.033	120.741
	400	24.891	96.534	121.241
	200	24.896	97.276	121.983
	0	24.905	98.261	122.97
kapacitní	200	24.919	99.492	124.203
	400	24.938	100.972	125.687
	600	24.961	102.704	127.424
	800	24.989	104.692	129.416
	1000	25.022	106.938	131.96
	1200	25.06	109.475	134.535
bez zdroje		30.996	103.586	134.079



Obr. 16 Závislost změny ztrát na změně dodávaného jalového výkonu

Z Obr. 16 je patrné, že změna ztrát vyvolaná jalovým výkonem zdroje je minimální. Ztráty jsou ve všech simulovaných případech menší než ztráty bez připojeného zdroje. Z tohoto grafu též vyplývá, že lokální minimum ztrát se nachází mezi body 1000 až 1200 kvar induktivního výkonu. Toto minimum je způsobeno vyrovnaním odběru jalového výkonu paprsku zdrojem. Odběr jalového výkonu byl 1105 kvar.

Dále jsem zjišťoval, zda změna odbočky transformátoru bude měnit bod lokálního minima ztrát. Optimální odbočka transformátoru byla v tomto případě č. 13 ($U_3 = 22.9$ kV), dále byly simulovány 2 odbočky, které zvyšovaly (č. 14 a č. 15) napětí a dvě odbočky které snižovaly (č. 12 a č. 11).



Obr. 17 Závislost změny jalového výkonu a odbočky transformátoru na ztráty.

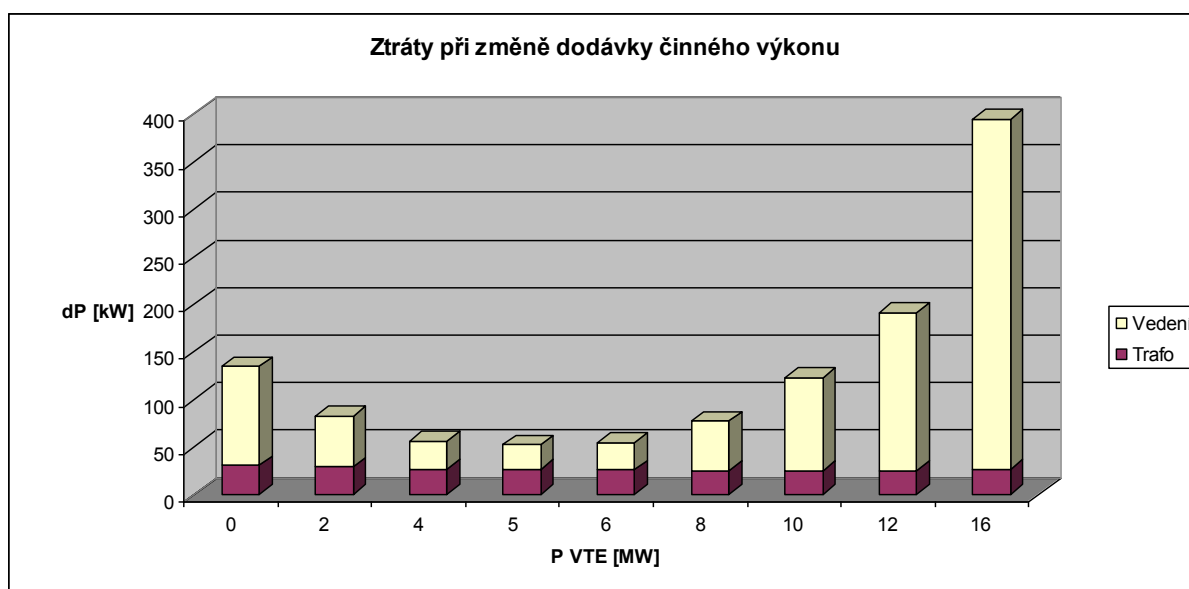
Z Obr. 17 je zřejmé, že lokální minimum ztrát se vlivem změny odbočky nemění. Změna odbočky jen posunuje napěťovou charakteristiku vertikálním směrem. Minimum ztrát je opět přibližně 1000 kvar, což je bod kdy jalový výkon generátoru kryje odběr jalového výkonu paprsku.

9.2.2. Změna činného výkonu zdroje

V této simulaci jsem se snažil vyhodnotit změnu ztrát v závislosti změny dodávky činného výkonu zdroje. Zdroj v tomto případě dodával pouze činný výkon od 0 do 16 MW. Hranice 16 MW byla dána přenosovou schopností vedení.

Tab. 17

P zdroje [kW]	ΔP		
	Transf. [kW]	Vedení [kW]	Celkem [kW]
0	30.996	103.586	134.079
2	28.851	53.636	82.299
4	27.189	29.069	56.182
5	26.533	25.978	53.451
6	25.990	28.862	54.792
8	25.233	52.159	77.309
10	24.905	98.261	122.970
12	24.922	166.606	191.100
16	26.374	368.338	394.712



Obr. 18 Závislost změny ztrát na změně dodávaného činného výkonu

Z Obr. 18 vyplývá, že ztráty výrazně reagují na změnu dodávky činného výkonu. Lokální minimum ztrát je v tomto případě při výkonu zdroje 5 MW. Vzhledem k tomu že celkové zatížení vedení je 10 MW, je zřejmé, že nejnižší ztráty jsou, když se přibližně dva stejně velké proudy stékají uprostřed vedení. Zdroj tedy hradí přibližně polovinu odběrů paprsku.

Využití regulace činného výkonu zdroje se jeví jako ideální, avšak vzhledem k tomu, že se dodavatel bude snažit vždy dodávat maximální možný výkon zdroje, je tato možnost prakticky nevyužitelná.

9.3. Zhodnocení simulací na jednoduchém modelu

9.3.1. Napěťová analýza

Charakteristika rozdílu napětí na elektrické vzdálenosti před a po připojení zdroje je lineární. Vertikální posunutí charakteristik napětí způsobuje změna jalového výkonu zdroje. Změna účinníku odběrů neovlivňuje rozdíl napětí vyvolaný změnou jalového výkonu zdroje. Směrnici přímky charakteristiky napětí určuje změna činného výkonu sítě tedy činné ztráty, reaktance vedení.

9.3.2. Analýza ztrát

Jelikož se ztráty mění se čtvercem proudu, je ideální pro optimalizaci ztrát využít změnu činného výkonu zdroje. V reálné síti bude tato změna ovšem nepoužitelná, jelikož provozovatel alternativního zdroje energie bude chtít dodávat vždy plný výkon zdroje. Jako optimální se jeví stav, kdy zdroj hradí polovinu spotřeby činného výkonu v paprsku. Při tomto stavu je minimum ztrát.

Změna jalového výkonu zdroje ovlivňuje ztráty méně než změna činného výkonu, avšak dá se najít lokální minimum ztrát. Toto minimum je při hodnotě jalového výkonu zdroje, který kryje odběr jalového výkonu paprsku. Změna odbočky napájecího transformátoru pouze posunuje charakteristiky ztrát vertikálně.

10. Modelování na reálné síti

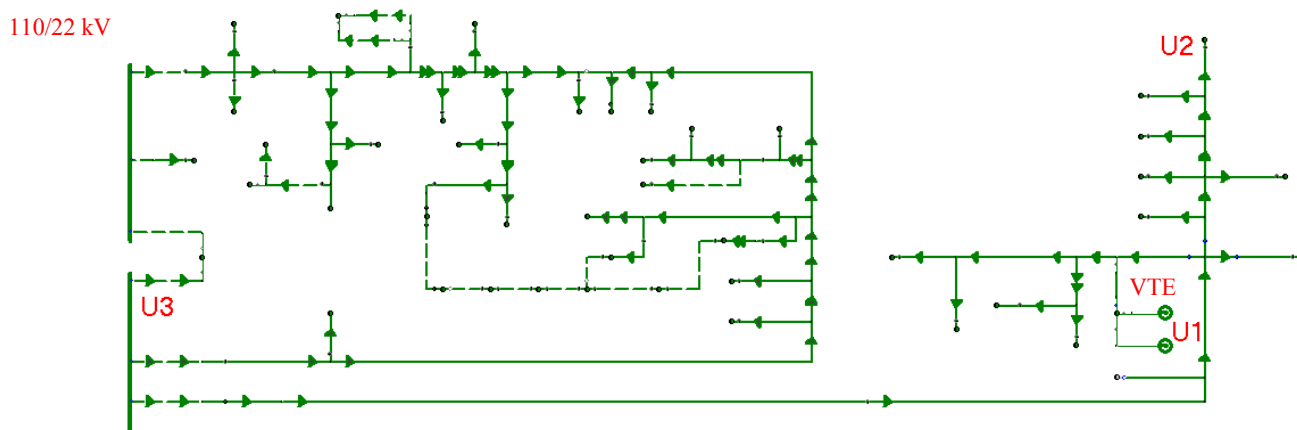
10.1. Model sítě s připojenými větrnými elektrárnami

Pro modelování změn napětí vlivem provozu větrných elektráren (VTE) byla vybrána napájecí oblast rozvodny 110/22 kV menšího města. Model sítě byl proveden v softwarovém prostředí Bizon Projektant firmy Daisy.

10.1.1. Popis modelované oblasti 22 kV

Schéma modelované oblasti je napájecí oblast rozvodny 110/22 kV menšího města. Větrné elektrárny 2 x 2 MW jsou připojeny v paprskové síti viz. Obr. 19. Model byl vypracován v software Bizon Projektant. K dispozici jsou pouze údaje o délkách a typech vedení a hodnoty instalovaného výkonu distribučních transformátorů. Dále jsou k dispozici instalované výkony generátorů větrných elektráren. Pro praktické výpočty na modelu bylo

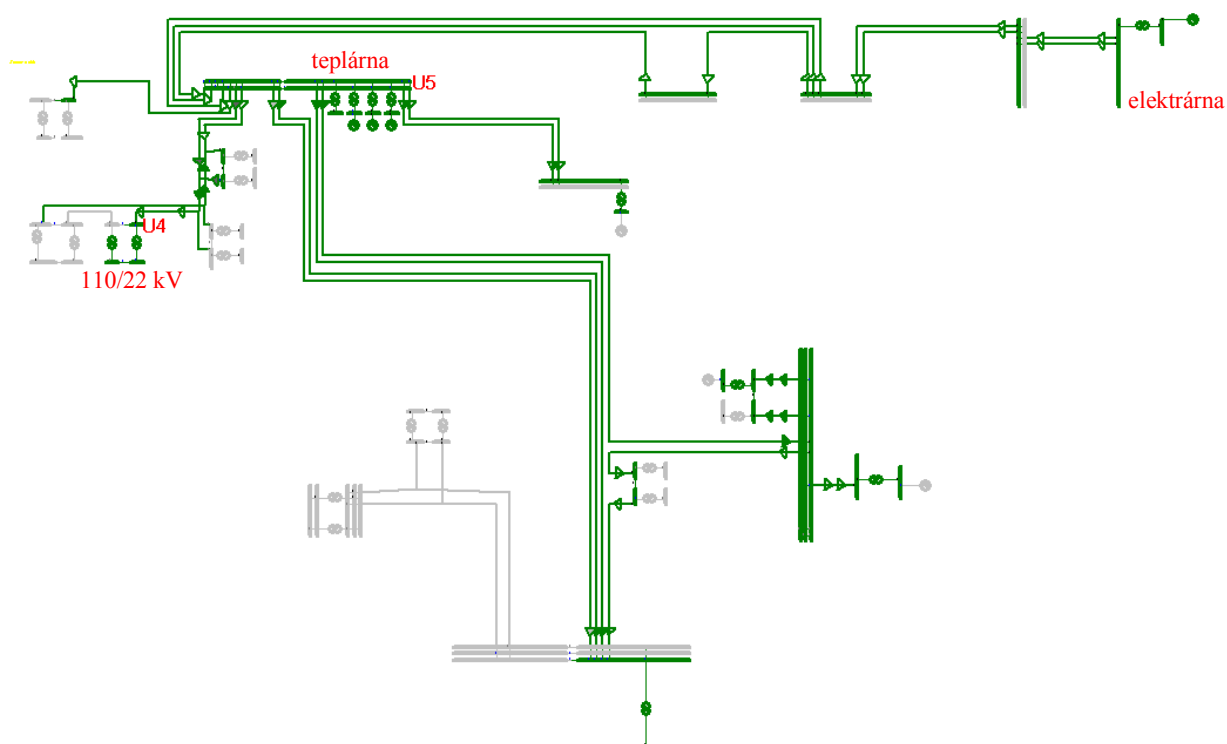
zatížení modelováno jako procentní využití instalovaného výkonu distribučních transformátorů se zadanou hodnotou účinníku. Model obsahuje celkem 149 úseků vedení, 60 úsekových odpojovačů a 45 distribučních trafostanic 22/0,4 kV. Celkový instalovaný výkon distribučních transformátorů je 15,84 MVA.



Obr. 19: Schéma sítě 22kV

10.1.2. Model sítě 110 kV

Aby bylo možno zjišťovat vliv provozu VTE na napájecí síť 110 kV, bylo nutno vytvořit i model napájecí oblasti 110 kV. Schéma napájecí oblasti je na Obr. 20. Jedná se o napájecí oblast 110 kV nejmenované distribuční společnosti na severní Moravě. Tato oblast je buď napájena z transformace 220/110 kV nebo z transformace 400/110 kV. Způsob napájení nemá vliv na vlastnosti modelu, protože při výpočtu byla nastavena pevná hodnota napětí na přípojnících 110 kV napájecí rozvodny. Dalším důležitým bodem této napájecí oblasti je teplárna, připojená v dominantní rozvodně, a elektrárna, která dodává přibližně 200 MVA. Modelování této napájecí oblasti bylo poměrně složité, protože do oblasti pracuje mnoho generátorů hutních společností. Protože tato zařízení nejsou v majetku distribuční společnosti, bylo velmi složité sehnat technická data o generátorech a blokových transformátorech. V některých případech muselo dojít k zjednodušením modelu. Tato zjednodušení se vesměs týkala menších generátorů do jednoho celku.



Obr. 20: Schéma sítě 110kV

Zatížení oblasti bylo modelováno dle zimního měření ze dne 21.1.2009. Byla použita hodnota zátěže z 17. hodiny. Zimní měření zatížení je prováděno na hladině vn (22 kV, 10 kV). Tam kde byly k dispozici technické data transformátorů (110/22 kV, 110/10 kV) byly odběry modelovány na hladině vn. V ostatních případech byly odběry modelovány na hladině 110 kV.

10.1.3. Výpočtové varianty modelu

Pro výpočet bylo nutno stanovit výpočtové varianty modelu a dále uzly, ve kterých se budou porovnávat napětí u jednotlivých variant.

Zatížení v síti 110 kV bylo konstantní, měnilo se zatížení v síti 22 kV a dále se měnily výkony (popř. umístění) VTE a dále se měnil výkon generátorů elektráren teplárny a elektrárny.

Varianty modelu lze popsat následovně:

- Zatížení v síti 22 kV bylo modelováno v hodnotách 5, 10, 15, 20, 30, 60 a 90 % jmenovitého výkonu distribučních transformátorů při induktivním účinníku 0,95. (7 hodnot)
- Výkon teplárny 175 (při účinníku 0,95) a 0 MVA. Výkon elektrárny 180 (při účinníku 0,95) a 0 MVA. (4 hodnoty)
- Provoz VTE při hodnotě výkonu 95 a 15 % jmenovitého výkonu při účinnících 0,95 a 0,75 ind. a 0,95 kap. Připojení VTE je ve dvou uzlech sítě (konec linky a přípojnice 22 kV napájecí rozvodny). Dále byl vždy počítán stav bez připojení VTE. (13 hodnot)

Celkem se jednalo tedy o 364 variant modelu sítě, pro které byl proveden výpočet.

Napětí bylo vyhodnocováno celkem v 5 uzlech (3 uzly v síti 22 kV a 2 uzly v síti 110 kV).

- U1 Stávající místo připojení VTE
- U2 Konec nejvzdálenějšího paprsku
- U3 Přípojnice 22 kV napájecí rozvodny 110/22 kV
- U4 Přípojnice 110 kV napájecí rozvodny 110/22 kV
- U5 Přípojnice 110 kV teplárny

10.2. Napěťová analýza

10.2.1. Vyhodnocení napětí v síti 22 kV

Vyhodnocení napětí je provedeno ze dvou pohledů: maximální a minimální hodnoty napětí; vliv zatížení sítě a výkonu VTE na napětí.

Maximální a minimální hodnota napětí v bodě U1 je uvedena v Tab. 18.

Tab. 18

	VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárny		Generátor elektrárny		U1
	Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	
	MVA				MVA		MVA		
min U1	95 % Sn	0,95 kap	u rozvodny	90	175	0,95	180	0,95	22,638
max U1	95 % Sn	0,75	na konci sítě	5	0	0,95	180	0,95	23,791

Maximální napětí U1 (místo připojení stávajících VTE) je při připojení VTE na konci sítě (elektricky blízko k bodu U1) při maximálním výkonu VTE (účinník 0,75 ind.) a při minimálním zatížení sítě 22 kV.

Minimální napětí U1 (místo připojení stávajících VTE) je při připojení VTE na rozvodně 22 kV v bodě U3 (elektricky daleko k bodu U1) při maximálním výkonu VTE (účinník 0,95 kap.) a při maximálním zatížení sítě 22 kV.

Maximální a minimální hodnota napětí v bodě U2 je uvedena v Tab. 19.

Tab. 19

	VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárny		Generátor elektrárny		U2
	Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	
	MVA				MVA		MVA		
min U2	95 % Sn	0,95 kap	u rozvodny	90	175	0,95	180	0,95	22,557
max U2	95 % Sn	0,75	na konci sítě	5	0	0,95	180	0,95	24,319

Pro maximální a minimální hodnoty napětí v bodě U2 platí stejné závěry jako pro napětí v bodě U1, protože oba body jsou od sebe velmi málo elektricky vzdáleny.

Maximální a minimální hodnota napětí v bodě U3 je uvedena v Tab. 20.

Tab. 20

	VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárny		Generátor elektrárny		U1
	Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	
	MVA				MVA		MVA		
min U3	95 % Sn	0,95 kap	na konci sítě	10	0	0,95	0	0,95	22,638
max U3	95 % Sn	0,75	u rozvodny	90	0	0,95	180	0,95	23,791

Bod U3 je na přípojnících 22 kV rozvodny. Maximální napětí v tomto bodě sítě je při připojení VTE do tohoto bodu s maximálním výkonem (účinník 0,75 ind.) při maximálním zatížení sítě 22 kV.

Minimální napětí v tomto bodě sítě je při připojení VTE na konci sítě s maximálním výkonem (účinník 0,95 kap.) při zatížení sítě 22 kV 10%.

10.2.2. Vyhodnocení napětí v síti 110 kV

Vyhodnocení napětí v síti 110 kV (body U4 a U5) bylo provedeno obdobně jako v síti 22 kV.

Maximální a minimální hodnota napětí v bodě U4 je uvedena v Tab. 21.

Tab. 21

	VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárny		Generátor elektrárny		U4
	Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	
	MVA				MVA		MVA		
min U4	0	0	0	90	0	0,95	0	0,95	113,434
max U4	15 % Sn	0,95 kap	u rozvodny	90	0	0,95	0	0,95	113,449
max U4	95 % Sn	0,75	u rozvodny	5	175	0,95	180	0,95	118,864

Při vyhodnocování maximální a minimální hodnoty napětí v síti 110 kV je důležitý provozní stav generátorů teplárny a elektrárny. Dá se konstatovat, že na hodnotu napětí v síti 22 kV neměl stav těchto generátorů podstatný vliv.

Maximální napětí v bodě U4 (přípojnice 110 kV rozvodny) je při maximálním výkonu VTE (účinník 0,75 ind.) při zapojení VTE do rozvodny 22 kV a při maximálním výkonu generátorů a elektrárny. Zatížení sítě 22 kV je minimální.

Minimální napětí v bodě U4 je při minimálním výkonu VTE (účinník 0,95 kap.) při zapojení VTE do rozvodny 22 kV a při nulovém výkonu generátorů teplárny a elektrárny. Zatížení sítě 22 kV je maximální. Ještě nižší hodnotu napětí v bodě U4 dosáhneme za stejných podmínek zatížení sítě 22 kV a provozu generátorů (teplárny, elektrárny) při odpojených VTE.

Maximální a minimální hodnota napětí v bodě U5 je uvedena v Tab. 22.

Tab. 22

	VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárny		Generátor elektrárny		U4
	Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	
	MVA				MVA		MVA		
min U5	0	0	0	90	0	0,95	0	0,95	115,579
min U5	15 % Sn	0,95 kap	u rozvodny	90	0	0,95	0	0,95	115,582
max U5	95 % Sn	0,75	u rozvodny	5	175	0,95	180	0,95	119,145

Závěry pro provozní stavy při maximální a minimální hodnotě napětí v bodě U5 jsou totožné jako u napětí v bodě U4.

10.2.3. Vliv provozu generátorů teplárny a elektrárny na hodnoty napětí

Pro analýzu v síti 22 kV bylo vyhodnoceno napětí v bodě U1 a byl definován pouze jeden provozní stav VTE, tj. maximální výkon (účinník 0,75 ind.) s připojením VTE na konci sítě 22 kV.

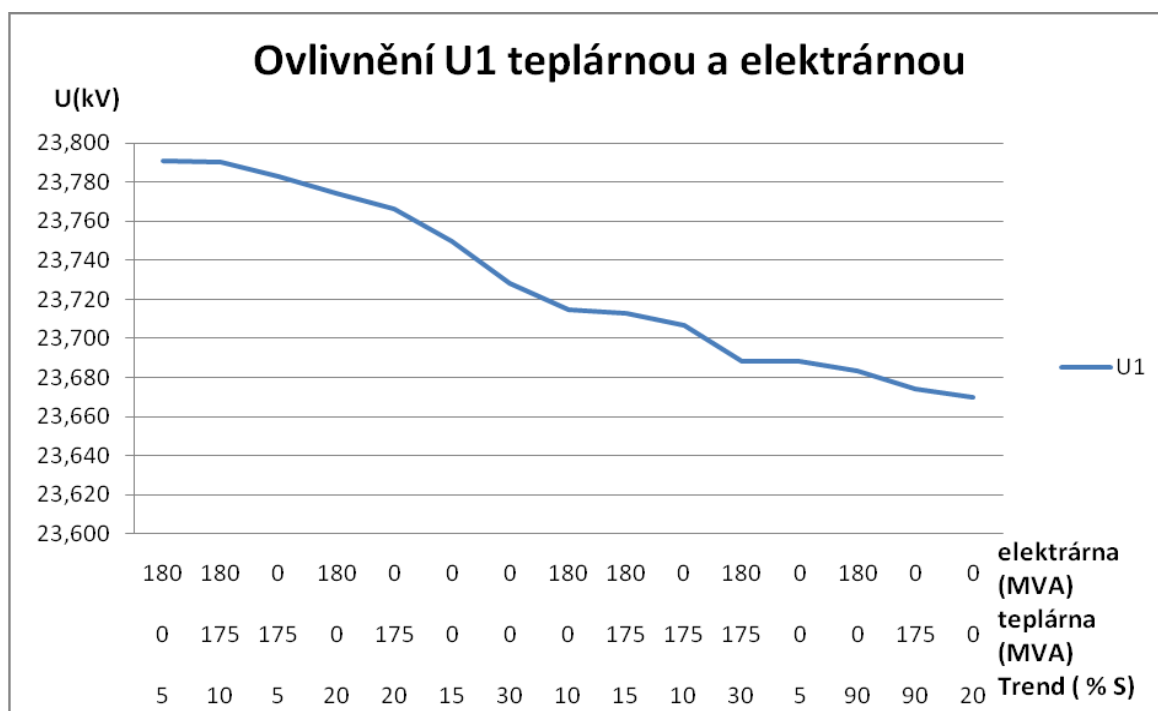
Pro popsání provozní stav VTE byly simulovány kombinace provozních stavů generátorů teplárny a elektrárny a různých zatížení sítě 22 kV (s podstatným vlivem na napětí U1). Výsledky těchto výpočtů jsou v Tab. 23.

Tab. 23

VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárna		Generátor elektrárna		
Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	U1
MVA			% S	MVA		MVA		V
95 % Sn	0,75	na konci sítě	5	0	0,95	180	0,95	23,791
95 % Sn	0,75	na konci sítě	10	175	0,95	180	0,95	23,790
95 % Sn	0,75	na konci sítě	5	175	0,95	0	0,95	23,783
95 % Sn	0,75	na konci sítě	20	0	0,95	180	0,95	23,774
95 % Sn	0,75	na konci sítě	20	175	0,95	0	0,95	23,766
95 % Sn	0,75	na konci sítě	15	0	0,95	0	0,95	23,750
95 % Sn	0,75	na konci sítě	30	0	0,95	0	0,95	23,729
95 % Sn	0,75	na konci sítě	10	0	0,95	180	0,95	23,715
95 % Sn	0,75	na konci sítě	15	175	0,95	180	0,95	23,713
95 % Sn	0,75	na konci sítě	10	175	0,95	0	0,95	23,707
95 % Sn	0,75	na konci sítě	30	175	0,95	180	0,95	23,689
95 % Sn	0,75	na konci sítě	5	0	0,95	0	0,95	23,688
95 % Sn	0,75	na konci sítě	90	0	0,95	180	0,95	23,683
95 % Sn	0,75	na konci sítě	90	175	0,95	0	0,95	23,674
95 % Sn	0,75	na konci sítě	20	0	0,95	0	0,95	23,670

Z hodnot napětí v Tab. 23 vyplývá, že maximální rozdíl napětí v bodě U1 je pouze 121 V, což je asi půl procenta jmenovitého napětí.

Je tedy možno konstatovat, že provoz generátorů elektráren (teplárny, elektrárny) v podstatě neovlivňuje napětí v síti 22 kV. Tento závěr je dále dokladován grafem na Obr. 21.



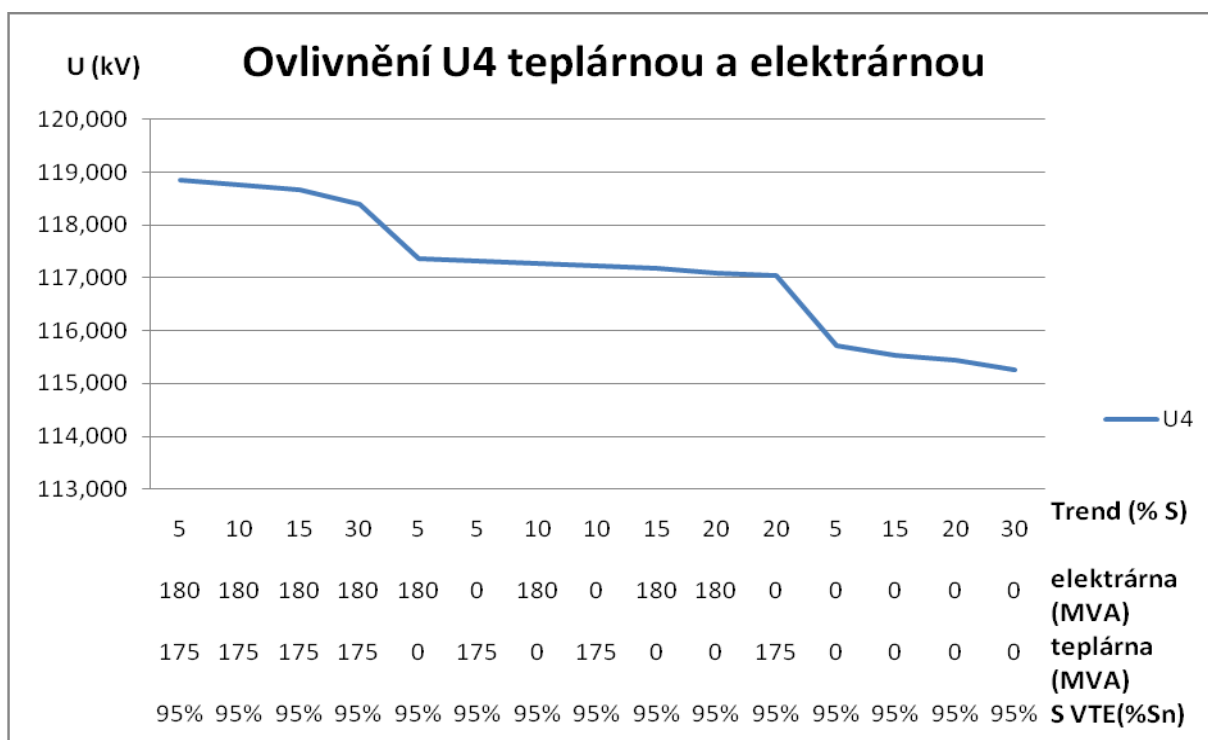
Obr. 21 Ovlivnění napětí U1 zdroji v síti 110kV

Pro analýzu v síti 110 kV bylo vyhodnoceno napětí v bodě U4 a byl rovněž definován pouze jeden provozní stav VTE, tj. maximální výkon (účinník 0,75 ind.) s připojením VTE na konci sítě 22 kV. Kombinace provozních stavů byly stejné jako pro síť 22 kV. Výsledky těchto výpočtů jsou v Tab. 24.

Tab. 24

VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárna		Generátor elektrárna		
Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	U4
MVA			% S	MVA		MVA		V
95 % Sn	0,75	na konci sítě	5	175	0,95	180	0,95	118,852
95 % Sn	0,75	na konci sítě	10	175	0,95	180	0,95	118,766
95 % Sn	0,75	na konci sítě	15	175	0,95	180	0,95	118,677
95 % Sn	0,75	na konci sítě	30	175	0,95	180	0,95	118,399
95 % Sn	0,75	na konci sítě	5	0	0,95	180	0,95	117,354
95 % Sn	0,75	na konci sítě	5	175	0,95	0	0,95	117,313
95 % Sn	0,75	na konci sítě	10	0	0,95	180	0,95	117,265
95 % Sn	0,75	na konci sítě	10	175	0,95	0	0,95	117,224
95 % Sn	0,75	na konci sítě	15	0	0,95	180	0,95	117,174
95 % Sn	0,75	na konci sítě	20	0	0,95	180	0,95	117,082
95 % Sn	0,75	na konci sítě	20	175	0,95	0	0,95	117,042
95 % Sn	0,75	na konci sítě	5	0	0,95	0	0,95	115,719
95 % Sn	0,75	na konci sítě	15	0	0,95	0	0,95	115,536
95 % Sn	0,75	na konci sítě	20	0	0,95	0	0,95	115,441
95 % Sn	0,75	na konci sítě	30	0	0,95	0	0,95	115,247

Z hodnot napětí v Tab. 24 vyplývá, že maximální rozdíl napětí v bodě U4 je zhruba 3,6 kV, což je asi 3,3 procenta jmenovitého napětí. Tento rozdíl je už možno považovat za podstatný. Grafická závislost je na Obr. 22.



Obr. 22 Ovlivnění napětí přípojnice 110kV rozvodny zdroji v síti 110kV

10.2.4. Celkové vyhodnocení výsledků výpočtů

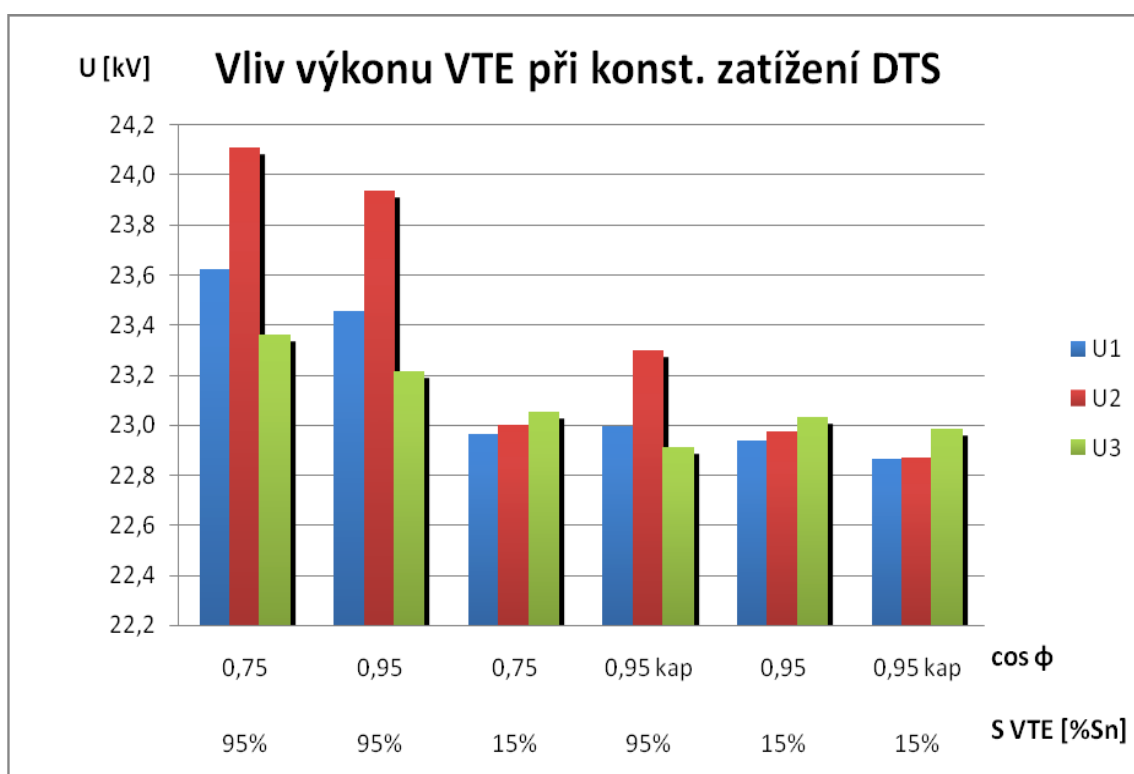
Jak vyplývá z předchozích kapitol, provoz generátorů teplárny a elektrárny nemá podstatný vliv na napětí v síti 22 kV, ale má vliv na napětí v síti 110 kV.

Protože bylo provedeno celkem 364 variant výpočtů, je nutno provést analýzu pouze při některých stavech, aby bylo možno konstatovat, který vliv na hodnoty napětí je podstatný.

První srovnání je provedeno pro konstantní zatížení sítě 22 kV (60 %) a pro neměnný stav generátorů teplárny (175 MVA, účinník 0,95) a elektrárny (180 MVA, účinník 0,95). Výsledky tohoto srovnání jsou uvedeny v Tab. 25 a grafu na Obr. 23.

Tab. 25

VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárna		Generátor elektrárna		U1	U2	U3
Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	kV	kV	kV
MVA			% S	MVA		MVA				
95 % Sn	0,75	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	23,618	24,105	23,358
95 % Sn	0,95	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	23,452	23,932	23,209
15% Sn	0,75	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	22,961	22,997	23,050
95 % Sn	0,95 kap	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	22,991	23,293	22,908
15% Sn	0,95	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	22,934	22,969	23,027
15% Sn	0,95 kap	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	22,860	22,865	22,979



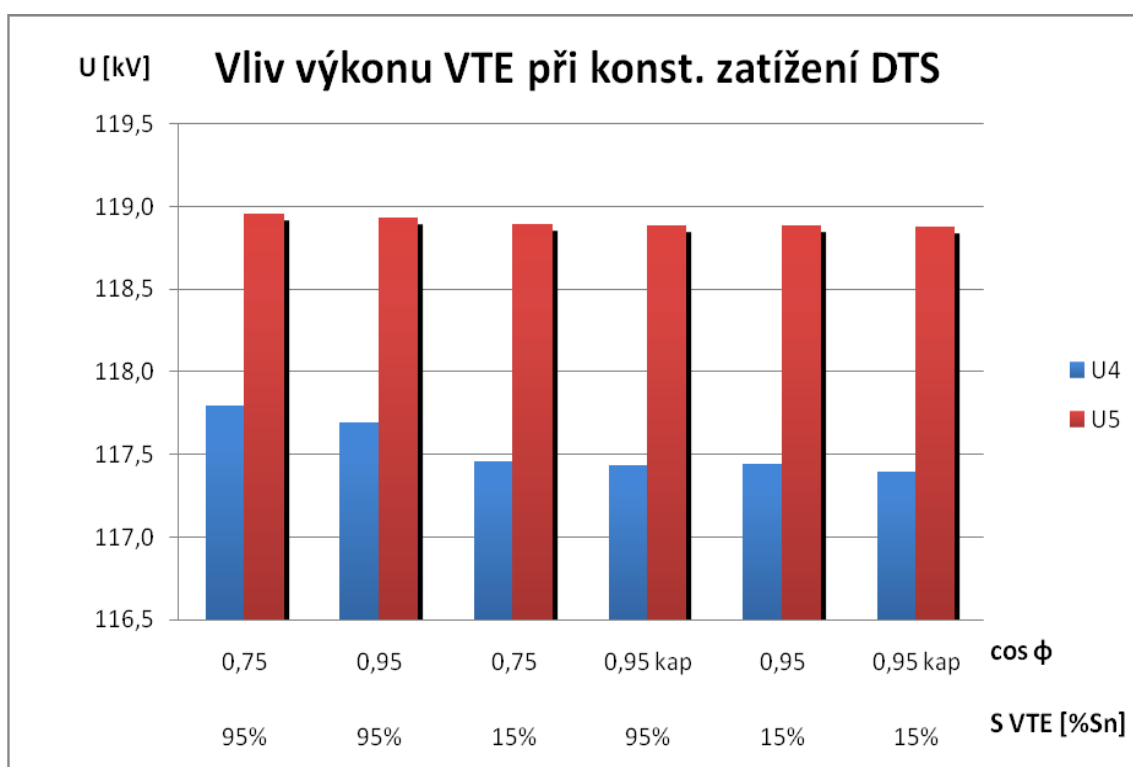
Obr. 23 Vliv výkonu VTE na napětí v síti 22 kV

Je vhodné vyhodnotit pouze napětí v bodech U2 (konec paprsku) a U3 (přípojnice 22 kV rozvodny). Je zřejmé, že chod VTE ovlivní hlavně napětí U2, protože v tomto bodě je VTE simulována. Rozdíl napětí v Bodě U2 při hraničních stavech VTE je 1,24 kV, což je asi 5,65 %. V bodě U3 je rozdíl napětí asi 0,38 kV, což je asi 1,72 %.

Stejně byl vyhodnocen vliv VTE na napětí v síti 110 kV (U4, U5). Výsledky jsou v Tab. 26 a grafu na Obr. 24.

Tab. 26

VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárna		Generátor elektrárna			
Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	U4	U5
MVA			% S	MVA		MVA		kV	kV
95 % Sn	0,75	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	117,790	118,949
95 % Sn	0,95	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	117,685	118,928
15% Sn	0,75	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	117,450	118,885
95 % Sn	0,95 kap	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	117,424	118,878
15% Sn	0,95	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	117,434	118,882
15% Sn	0,95 kap	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	117,392	118,874



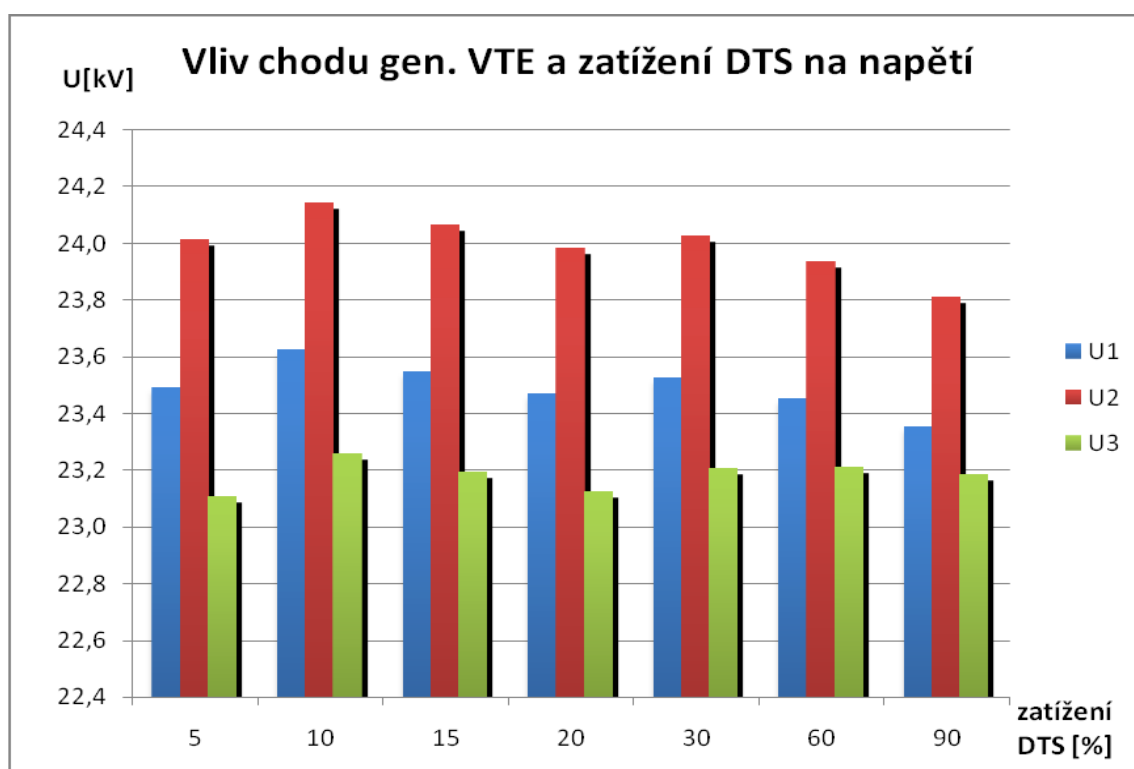
Obr. 24 Vliv výkonu VTE na síť 110 kV

Rozdíl napětí při hraničních stavech VTE je v síti 110 kV již zanedbatelný. Napětí v bodě U4 se mění asi o 0,4 kV (0,36 %) a v bodě U5 o 0,075 kV. Což je předpokládaný výsledek. Provoz VTE nemůže ovlivnit napětí v uzlu teplárna.

Druhé srovnání bylo provedeno pro měnící se zatížení sítě 22 kV při konstantním provozním stavu VTE (0,95 % Sn, účinník 0,95 ind.) a při neměnném stavu generátorů teplárny (175 MVA, účinník 0,95) a elektrárny (180 MVA, účinník 0,95). Výsledky tohoto srovnání jsou uvedeny v Tab. 27 a grafu na Obr. 25.

Tab. 27

VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárna		Generátor elektrárna		U1	U2	U3
Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	kV	kV	kV
MVA			% S	MVA		MVA				
95 % Sn	0,95	na konci sítě	5	175	0,95	180	0,95	23,488	24,013	23,105
95 % Sn	0,95	na konci sítě	10	175	0,95	180	0,95	23,624	24,141	23,256
95 % Sn	0,95	na konci sítě	15	175	0,95	180	0,95	23,546	24,062	23,190
95 % Sn	0,95	na konci sítě	20	175	0,95	180	0,95	23,467	23,980	23,122
95 % Sn	0,95	na konci sítě	30	175	0,95	180	0,95	23,522	24,026	23,204
95 % Sn	0,95	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	23,452	23,932	23,209
95 % Sn	0,95	na konci sítě	90	175	0,95	180	0,95	23,350	23,808	23,184



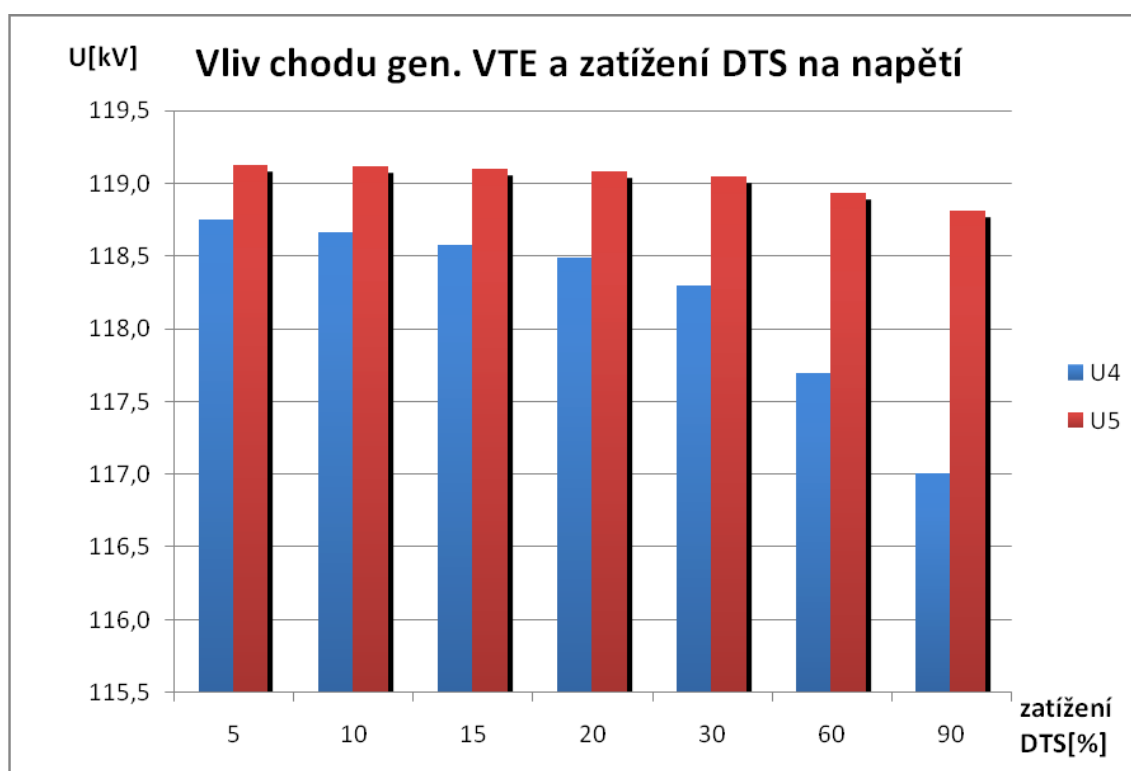
Obr. 25 Vliv VTE na síť 22 kV při jednotlivých zatíženích DTS

Rozdíl napětí při různých zatíženích sítě 22 kV je v bodě U2 0,14 kV, což je asi 0,63 %. V bodě U3 je rozdíl napětí asi 0,08 kV, což je asi 0,36 %.

Stejně byl vyhodnocen vliv zatížení sítě 22 kV na napětí v síti 110 kV (U4, U5). Výsledky jsou v Tab. 28 a grafu na Obr. 26.

Tab. 28

VTE			Zatížení sítě 22 kV	Generátor teplárna		Generátor elektrárna			
Výkon	Účinník	Umístění		Výkon	Účinník	Výkon	Účinník	U4	U5
MVA			% S	MVA		MVA		kV	kV
95 % Sn	0,95	na konci sítě	5	175	0,95	180	0,95	118,745	119,122
95 % Sn	0,95	na konci sítě	10	175	0,95	180	0,95	118,659	119,106
95 % Sn	0,95	na konci sítě	15	175	0,95	180	0,95	118,570	119,090
95 % Sn	0,95	na konci sítě	20	175	0,95	180	0,95	118,480	119,074
95 % Sn	0,95	na konci sítě	30	175	0,95	180	0,95	118,294	119,040
95 % Sn	0,95	na konci sítě	60	175	0,95	180	0,95	117,685	118,928
95 % Sn	0,95	na konci sítě	90	175	0,95	180	0,95	117,001	118,802



Obr. 26 Vliv VTE na síť 110 kV při jednotlivých zatíženích DTS

Rozdíl napětí při různých zatíženích sítě 22 kV je patrný i v síti 110 kV. Napětí v bodě U4 se mění asi o 1,74 kV (1,59 %) a v bodě U5 o 0,32 kV (0,3 %). To lze vysvětlit velkou změnou přenášeného výkonu přes transformaci 110/22 kV v napájecí rozvodně.

Dále je nutno vzít v úvahu fakt, že při různých zatíženích sítě 22 kV byl použit různý regulační stupeň transformátoru 110/22 kV. Je možno tedy konstatovat, že toto „druhé“

srovnání (různé zatížení sítě 22 kV) je pro napěťové poměry v síti 110 kV pouze orientační a uvedené závěry nemohou sloužit pro zobecnění.

Pro síť 22 kV lze konstatovat, že hodnoty napětí ovlivňuje podstatně provoz VTE a že vliv zatížení sítě 22 kV je menší.

10.2.5. Shrnutí napěťové analýzy

V této části práce byly vyhodnoceny napěťové poměry v síti 22 kV i 110 kV při různých stavech provozu VTE, při různých zatíženích sítě 22 kV a při různých provozních stavech generátorů teplárny a elektrárny.

Celkem bylo definováno 364 variant modelu sítě a pro tyto stavy byly vypočteny hodnoty napětí ve třech uzlech sítě 22 kV a ve dvou uzlech sítě 110 kV. Výsledky těchto výpočtů pak byly vyhodnoceny a byly stanoveny dílčí závěry.

Tyto závěry je možno sestavit do následujících bodů:

- Provoz generátorů teplárny a elektrárny má podstatný vliv pouze na napěťové uzly 110 kV.
- Na hodnoty napětí v síti 22 kV (U_1 , U_2 , U_3) má větší vliv provozní stav VTE než zatížení sítě 22 kV.
- Zatížení sítě 22 kV má větší vliv na napětí přípojnice 110 kV než provoz VTE (toto tvrzení nutno ještě verifikovat, protože jednotlivé výpočtové modely měly různý regulační stupeň transformace 110/22 kV).

10.3. Stanovení elektrické vzdálenosti

Při stanovení elektrické vzdálenosti je nutno brát v úvahu impedance jednotlivých úseků vedení, dále přepočet těchto impedancí na „danou úroveň napětí“ a účast transformátorů.

Pro stanovení elektrické vzdálenosti je nutno zjistit výsledné hodnoty činného odporu a reaktancí pro každou napěťovou hladinu zvlášť a dále určit tyto parametry pro transformátory. Hodnoty činných odporů a reaktancí je třeba přepočítat na jednu napěťovou hladinu. V daném případě byl proveden přepočet na hladinu 22 kV tj. na hladinu, kde jsou připojeny VTE. Z přepočtených hodnot činných odporů a reaktancí se vypočte výsledná hodnota činného odporu a reaktance a provede se výpočet impedance. Z hodnoty impedance

se pak vypočte hodnota elektrické vzdálenosti pro zvolený typ vodiče. Pro konkrétní výpočet jsou zvoleny parametry vodiče“náhradního vedení“.

Základní chybou při stanovování elektrické vzdálenosti je postup, kdy se zjistí elektrické vzdálenosti jednotlivých úseků a ty se pak (v případě sériového řazení) sečtou. Tímto postupem se u běžných sítí dopouštíme chyby okolo 10%. V případě, že se neprovede přepočet na jednu hladinu napětí, jsou chyby v řádech stovek procent (podle konkrétní konfigurace sítě).

Zde je uveden příklad výpočtu elektrické vzdálenosti mezi místem připojení VTE a přípojnici 22 kV rozvodny.

Tab. 29

Průřez	Jmen.napětí	R_k	X_k
$[\text{mm}^2]$	$[\text{kV}]$	$[\Omega]$	$[\Omega]$
240 AlFe	22	0,125	0,3969
210 AlFe	22	0,137	0,3950
120 AlFe	22	0,225	0,3634
50 AlFe	22	0,615	0,3964
42 AlFe	22	0,6671	0,3813

Parametry jednotlivých úseků vedení na hadině napětí 22 kV jsou uvedeny v Tab. 29 (příčná admitance vedení je zanedbána).

Tab. 30

průřez	délka	R	X
$[\text{mm}^2]$	$[\text{m}]$	$[\Omega]$	$[\Omega]$
240	50	0,0059	0,0179
50	1458	0,8967	0,5780
50	45	0,0277	0,0178
42	445	0,2969	0,1875
42	1409	0,9399	0,5938
50	942	0,5793	0,3734
50	124	0,0763	0,0492
120	628	0,1413	0,2282
120	18	0,0041	0,0065
Kabel 240	625	0,0800	0,1238
SUMA	5744	3,0480	2,1761

V Tab. 30 je proveden součet všech délek vedení úseku, a také činných odporů a induktivních reaktancí. Z těchto hodnot je v Tab. 31 vypočítaná elektrická vzdálenost mezi bodem připojení VTE a přípojnici.

Tab. 31

Metoda	Výsledná hodnota Z (R) sítě [Ω]	Průřez přepočítaný na vedení [mm ²]	Elektrická vzdálenost [km]
Z	3.048 +j2.176	240	8.99
		120	8.76
		50	5.12
		42	4.87
R	3.048	240	24.38
		120	13.54
		50	4.97
		42	4.57
délky úseků			5.74

Pokud bych vypočítával pouze vzdálenost mezi body sítě 22 kV, nyní bych vybral průřez vedení nejbližšího průřezu skutečně použitým vodičům (AlFe6 50mm²). Vzhledem k tomu, že jsem však počítal dále i elektrickou vzdálenost k rozvodně teplárny v síti 110 kV, bylo nutné dále stejným způsobem spočítat impedanci transformátoru a vodičů v síti 110 kV. Tyto impedance bylo nutno převést na hladinu napětí 22 kV vydělením pomocí převodu transformátoru. Po sečtení těchto hodnot s hodnotami uvedenými v Tab. 31 bylo vybráno „náhradní“ venkovní vedení 22 kV AlFe 6 o průřezu 240 mm², z něhož byly vypočteny elektrické vzdálenosti.

Z hlediska napěťových poměrů bylo vyhodnocováno 5 uzlů distribuční sítě. U každého uzlu byla vypočtena elektrická vzdálenost (EV) dle popsané metodiky.

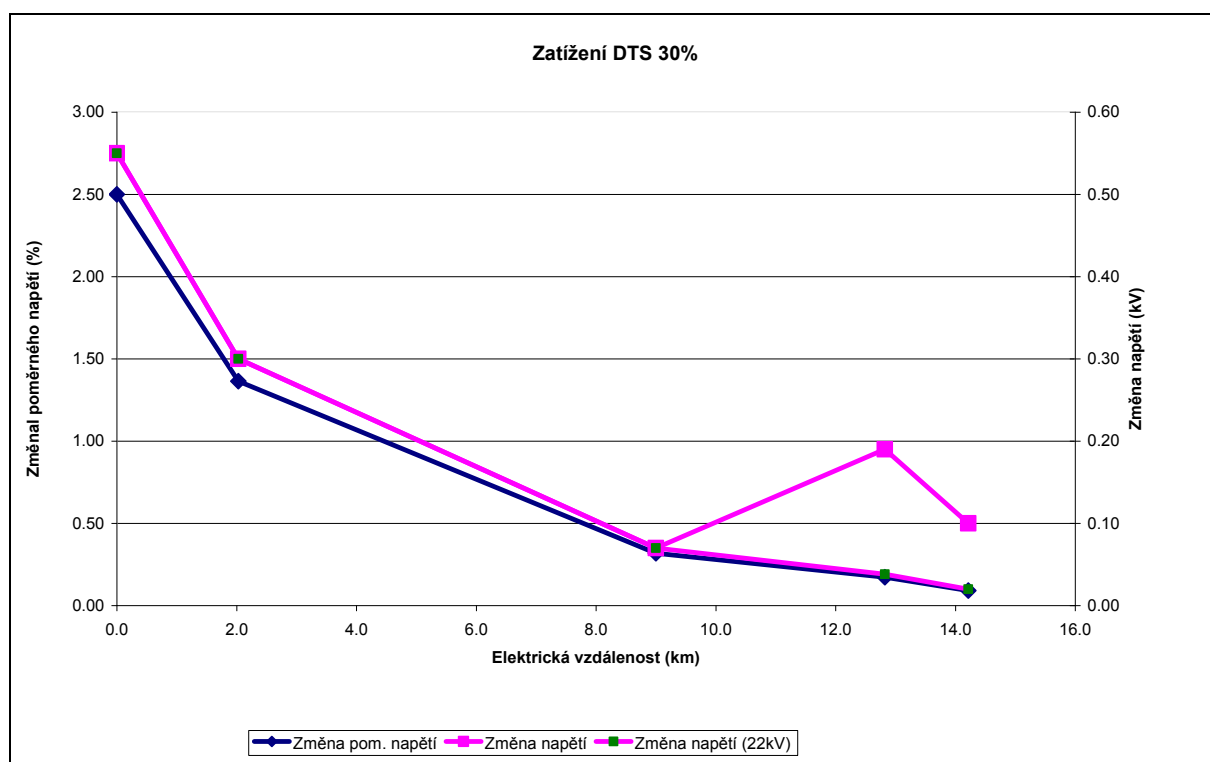
Elektrická vzdálenost byla určena pro následující uzly sítě:

- Uzel U1 je bod připojení VTE (EV = 0).
- Uzel U2 je nejvzdálenější bod paprsku, na kterém jsou připojeny VTE (EV = 2 km).
- Uzel U3 je bod na přípojnici 22 kV napájecí rozvodny (EV = 9 km).
- Uzel U4 je bod na přípojnici 110 kV napájecí rozvodny (EV = 12,8 km).
- Uzel U5 je bod na přípojnících rozvodny teplárny 110 kV (EV = 14,2 km).

10.3.1. Změna napětí na elektrické vzdálenosti v síti s transformátorem.

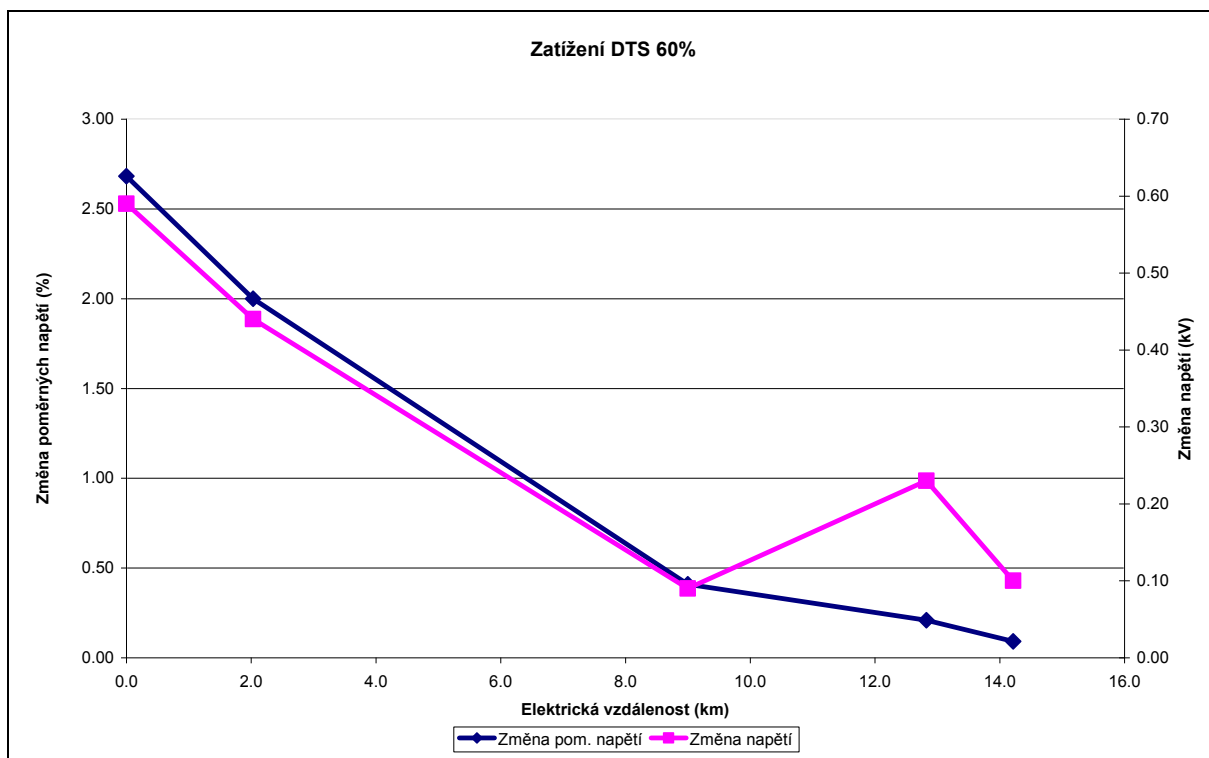
Jako hlavní výsledek napěťové analýzy je srovnání rozdílů napětí v uvedených bodech před a po připojení VTE. Protože vybrané body jsou na dvou hladinách napětí (22 a 110 kV) byl proveden také rozdíl poměrných napětí v daných bodech. Poměrným napětím je zde myšleno poměr skutečného a jmenovitého napětí.

Na dalších grafech jsou hodnoty rozdílů poměrných napětí a hodnoty rozdílů napětí (kV) uvedeny v závislosti na elektrické vzdálenosti od místa připojení VTE. Modelována byla různá zatížení sítě 22 kV.

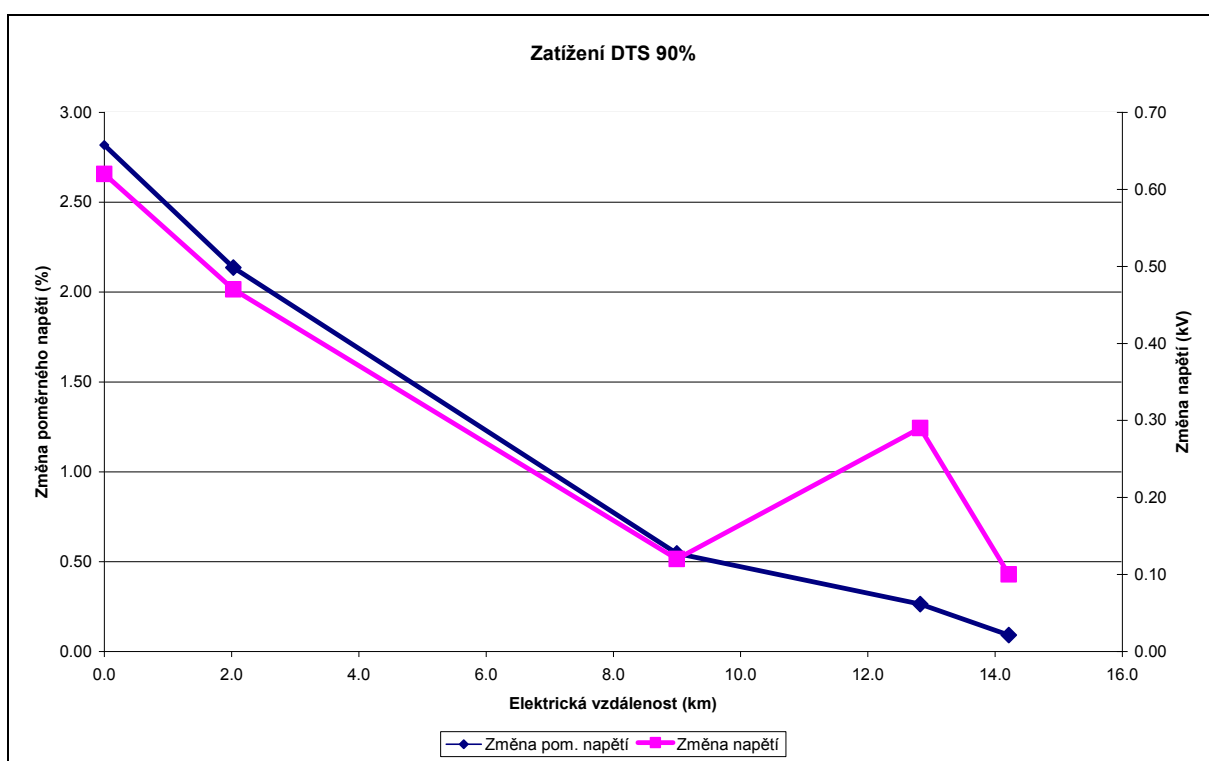


Obr. 27 Závislost napětí na elektrické vzdálenosti při 30% zatížení DTS

V grafu na Obr. 27 je navíc ještě závislost absolutní změny napětí, při čemž je změna napětí (22 kV) na hladině 110 kV přepočtena na hladinu 22 kV.

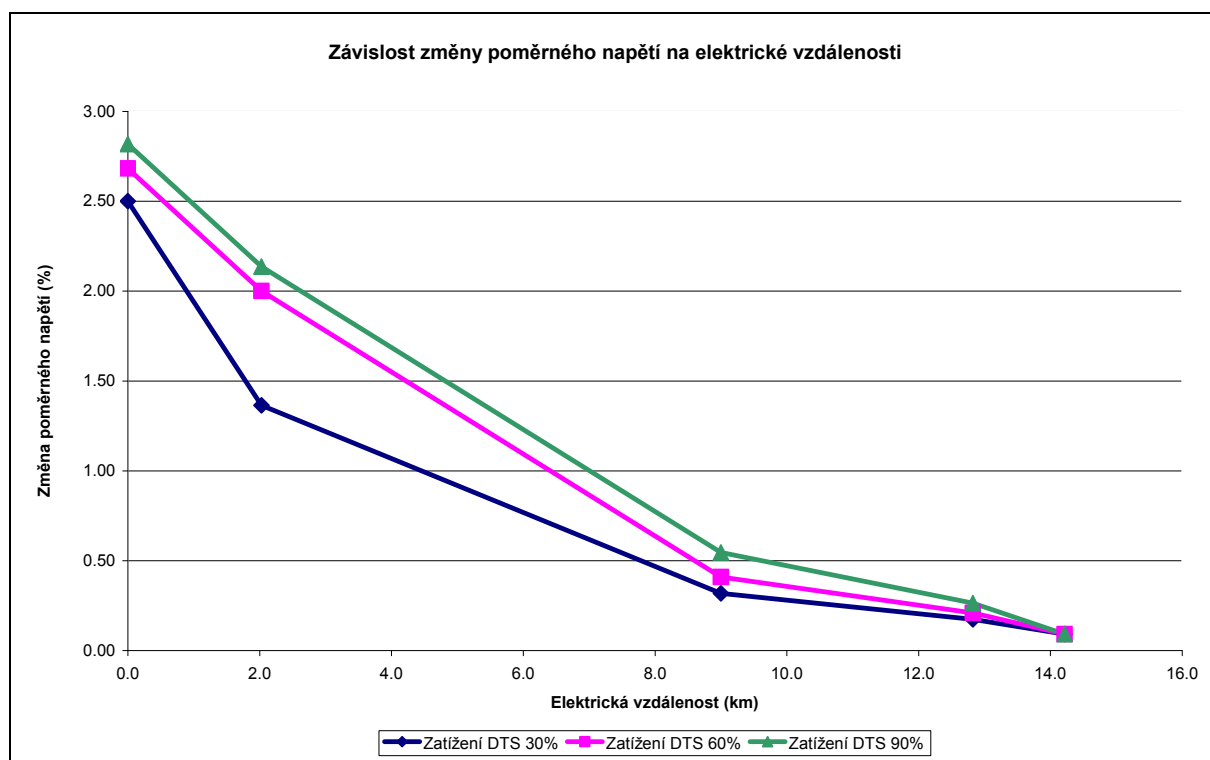


Obr. 28 Závislost napětí na elektrické vzdálenosti při 60% zatížení DTS



Obr. 29 Závislost napětí na elektrické vzdálenosti při 90% zatížení DTS

Závislost změny poměrného napětí na elektrické vzdálenosti pro všechny tři modelované zátěže DTS je uvedeno v grafech na Obr. 30.

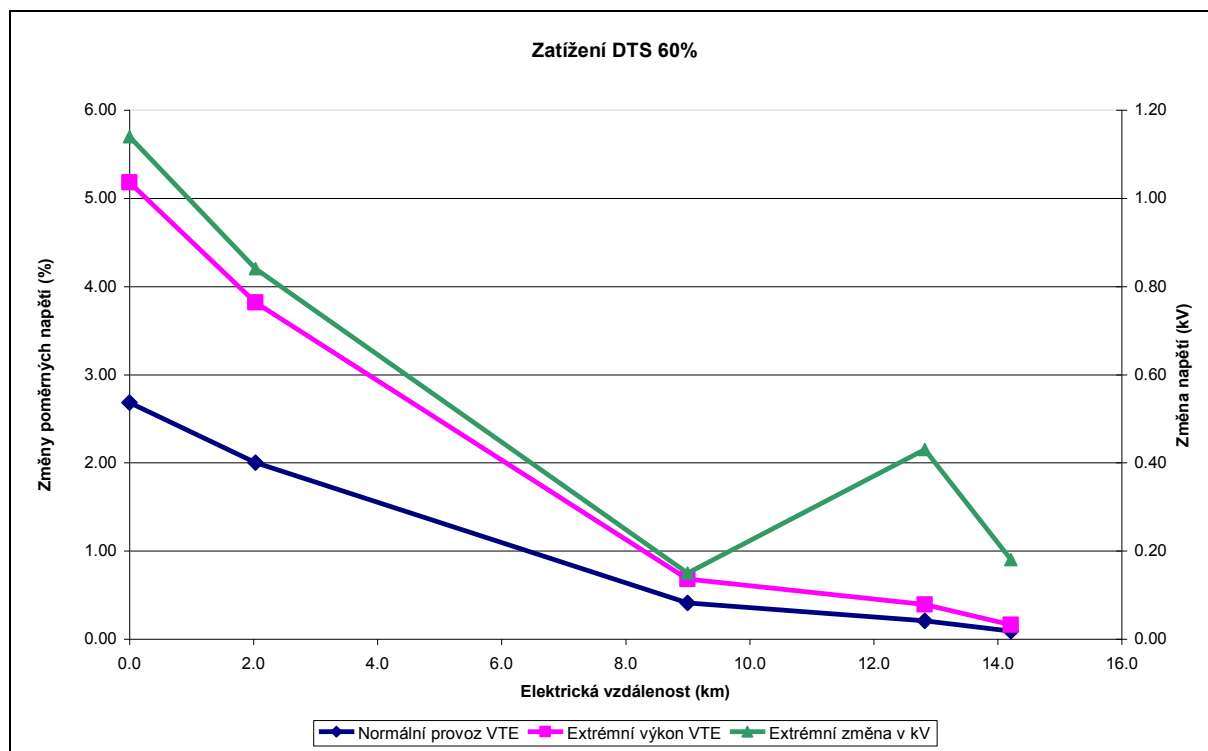


Obr. 30 Závislost změny poměrného napětí na elektrické vzdálenosti

Ze srovnání závislostí na Obr. 30 vyplývá, že závislost poměrné změny napětí na elektrické vzdálenosti má přibližně stejný průběh pro každé zatížení oblasti 22 kV (DTS). Rozdíly v průbězích nelze přesně analyzovat, protože při každém zatížení byl nastaven jiný regulační stupeň na napájecím transformátoru 110/22 kV. Lze však konstatovat, že při vyšším zatížení oblasti je vliv provozu VTE na napěťové poměry větší. Dále je jasný očekávaný fakt, že s rostoucí elektrickou vzdáleností jsou změny způsobené provozem VTE menší.

Další simulace byla provedena pro extrémní možný výkon VTE v daném místě připojení. Bylo simulováno připojení VTE o výkonu 7800 kVA s účínkem rovným jedné. Tento výkon byl limitován přenosovými schopnostmi stávajících vedení.

Výsledky změny napětí pro tento extrémní případ jsou patrné z Obr. 31. Simulace byla provedena pro zatížení oblasti 22 kV 60% instalovaného výkonu DTS. Z grafu je patrné, že při tomto extrémním provozu VTE je maximální změna napětí při připojení VTE asi 1,14 kV v místě připojení VTE. Na přípojnicích 110 kV napájecí rozvodny 110/22 kV je tato změna 0,43 kV a na přípojnicích 110 kV „teplárny“ 0,16 kV.



Obr. 31 Srovnání několika provozních stavů na el. vzdálenosti při 60% zatížení DTS

Z jednotlivých závislostí změny napětí na elektrické vzdálenosti lze konstatovat, že se nejedná o lineární závislost. Vliv na průběh této vzdálenosti má ale hlavně dané zatížení v síti tedy toky výkonů. Dále je možno pozorovat, že i v této simulaci se výsledná charakteristika dá rozdělit na několik úsečků respektující různé průřezy vedení. V případě zelené charakteristiky změny napětí v kV je nárůst způsoben nepřepočítáním hodnot z hladiny napětí 100 kV na hladinu napětí 22 kV.

10.4. Změny napětí v závislosti na zkratových poměrech v síti

Cílem další analýzy bylo zjistit, jak ovlivňuje napěťové poměry „tvrdost sítě“, tedy zkratový proud (výkon). Zde nastaly problémy s SW produktem Bizon Projektant. Věrohodné výsledky zkratových poměrů se ve složité síti daly spočítat pouze ve variantě „Napětí všech uzlů je jmenovité“

Dále bylo nutno simulovat změnu zkratových poměrů v síti, což také nebylo jednoduché. Jako bod, kde budou zkratové poměry (zkratový proud) počítány byla určena přípojnice 22 kV napájecí rozvodny. Jako první možnost změny zkratových poměrů v síti

byla provedena simulace připojení fiktivního zdroje do této přípojnice. Změnou jmenovitého výkonu tohoto zdroje byl pak měněn zkratový proud v tomto uzlu.

Sledoval jsem závislost změny napětí na zkratovém výkonu v této části byl výkon VTE 95% P_n a $\cos\varphi = 0,95$ induktivní. Zdroj byl připojen v bodě U2

- **U1** **Původní místo připojení VTE.**
- **U2** **Konec odbočky nejvzdálenějšího paprsku).**
- **U3** **Přípojnice 22 kV napájecí rozvodny 110/22 kV.**
- **U4** **Přípojnice 110 kV napájecí rozvodny 110/22 kV.**
- **U5** **Přípojnice 110 kV teplárny.**

Tab. 32

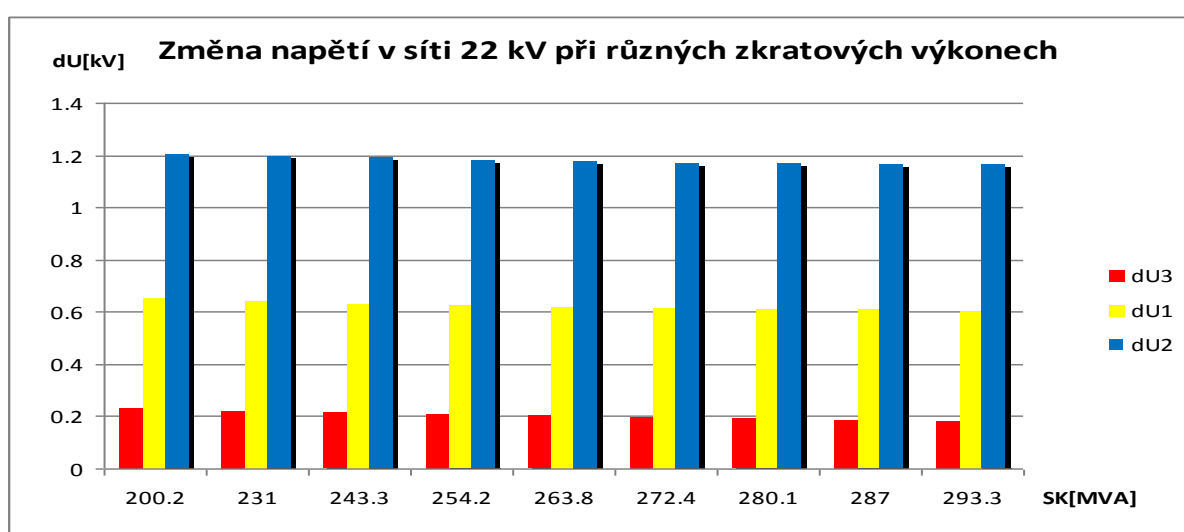
S zdroje	VTE	SK	U4	U3	U1	U2	U5
[MVA]		[MVA]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
0	bez vte	181.10	114.10	23.01	22.85	22.80	115.63
5	bez vte	211.80	114.37	22.89	22.73	22.67	115.68
7.5	bez vte	224.00	114.48	22.92	22.76	22.70	115.70
10	bez vte	235.00	114.57	22.94	22.78	22.72	115.72
12.5	bez vte	244.60	114.65	22.94	22.78	22.73	115.74
15	bez vte	253.20	114.71	22.94	22.78	22.73	115.75
17.5	bez vte	260.90	114.75	22.92	22.76	22.71	115.76
20	bez vte	267.80	114.78	22.89	22.73	22.68	115.77
22.5	bez vte	274.10	114.80	22.85	22.69	22.64	115.77

Tab. 33

S zdroje	PVTE	$\cos\Phi$	SK	U4	U3	U1	U2	U5
[MVA]	%	-	[MVA]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
0	0.95	0.95ind	200.2	114.451	23.245	23.503	24.005	115.695
5	0.95	0.95ind	231	114.696	23.106	23.365	23.876	115.746
7.5	0.95	0.95ind	243.3	114.791	23.131	23.390	23.894	115.766
10	0.95	0.95ind	254.2	114.871	23.144	23.403	23.906	115.782
12.5	0.95	0.95ind	263.8	114.936	23.145	23.404	23.908	115.796
15	0.95	0.95ind	272.4	114.987	23.135	23.394	23.898	115.807
17.5	0.95	0.95ind	280.1	115.022	23.113	23.376	23.877	115.815
20	0.95	0.95ind	287	115.043	23.078	23.338	23.843	115.82
22.5	0.95	0.95ind	293.3	115.048	23.031	23.292	23.798	115.821

Tab. 34

S zdroje	SK	ΔU_4	ΔU_3	ΔU_1	ΔU_2	ΔU_5
[MVA]	[MVA]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
0	200.2	0.348	0.232	0.650	1.205	0.070
5	231	0.324	0.219	0.639	1.197	0.066
7.5	243.3	0.313	0.213	0.632	1.189	0.063
10	254.2	0.302	0.207	0.625	1.183	0.060
12.5	263.8	0.291	0.201	0.619	1.177	0.058
15	272.4	0.281	0.195	0.614	1.171	0.056
17.5	280.1	0.271	0.190	0.609	1.167	0.054
20	287	0.262	0.185	0.605	1.163	0.052
22.5	293.3	0.253	0.180	0.601	1.161	0.050



Obr. 32 Změna napětí v síti při různých zkratových výkonech



Obr. 33 Změna napětí na přípojnici rozvodny při různých zkratových výkonech

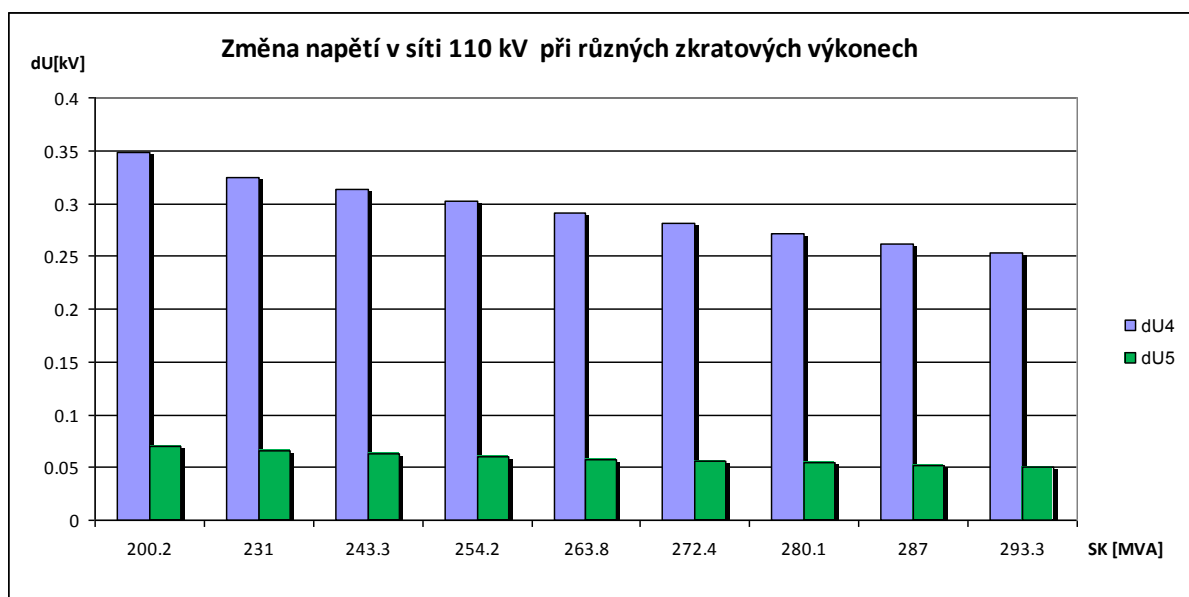


Obr. 34 Změna napětí v původním místě připojení při různých zkratových výkonech



Obr. 35 Změna napětí na konci nejvzdálenějšího paprsku sítě při různých zkrat. výkonech

Z grafů Obr. 32 až Obr. 35 je možno pozorovat potvrzení teoretického předpokladu: S vyšší tvrdostí sítě klesá změna napětí. Z těchto grafů je též možno pozorovat závěr, že čím více se přibližují ke zdroji zkratového výkonu, tím je rozdíl napětí nižší.



Obr. 36 Změna napětí v síti 110 kV při různých zkratových výkonech

V síti 110 kV je možno taktéž pozorovat potvrzení předpokladu o snižující se změně napětí v závislosti na zvyšující se tvrdosti sítě. Je ale nutno konstatovat, že změny v napětí na hladině 110kV jsou vzhledem ke svojí velikosti prakticky zanedbatelné.

10.4.1. Zhodnocení vlivu VTE na hodnoty napětí v závislosti na zkratovém výkonu sítě

Změna zkratových poměrů nemá vliv na tvar závislostí průběhů změn napětí na elektrické vzdálenosti od místa připojení VTE.

Napěťové změny (rozdíly napětí před a po připojení VTE) se snižují s rostoucí „tvrdostí“ sítě, tedy s rostoucím zkratovým proudem.

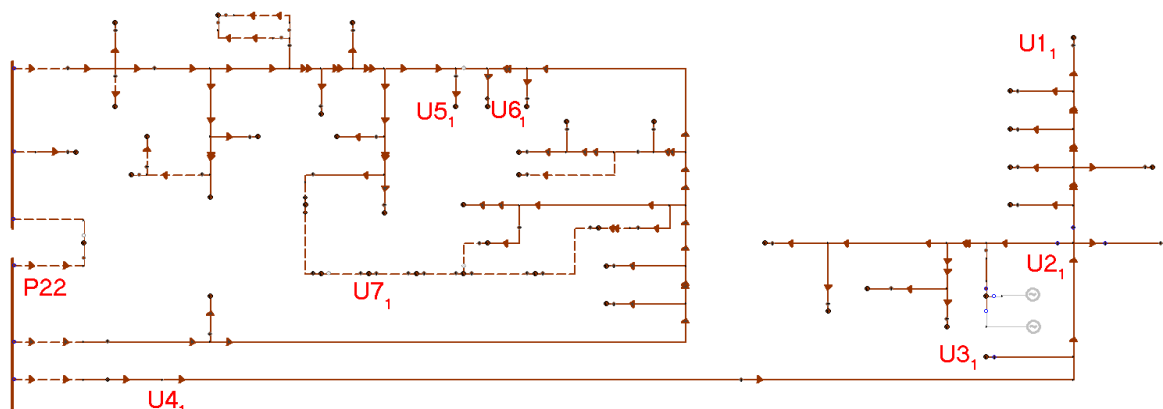
Napětí před a po připojení VTE jsou vypočtena při různých zkratových poměrech.

11. Změny napětí v závislosti na výkonu VTE a el. vzdálenosti

11.1. Nastavení modelu

Model byl identický jako v kap.10.1. V síti 22 kV byla změna místa připojení VTE a to do nejvzdálenějšího uzlu paprsku, tedy nejneprůzračnějšího místa sítě U_{11} . Zatížení v síti 22 kV bylo modelováno v hodnotách 30%, 60% a 90 % jmenovitého výkonu distribučních transformátorů při induktivním účinníku 0,95. Větrné elektrárny byly modelovány při účinníku 0,95 kapacitní, 0,95 induktivní a 0,75 induktivní. Výkon VTE byl modelován na 15% a 95 % jmenovitého výkonu VTE. Zdánlivý výkon byl 2 x 2 MVA. Jako výchozí byl vždy proveden

výpočet bez připojených VTE. Jako výchozí byl vždy proveden výpočet bez připojených VTE.



Obr. 37 Schéma sítě 22 kV

11.2. Výpočet elektrické vzdálenosti

Při této simulaci se snažím ukázat změnu napětí připojením obnovitelného zdroje energie v nejnepríznivějším místě tedy na konci nejvzdálenějšího paprsku v bodě U_{11} .

Pro stanovení elektrické vzdálenosti je nutno zjistit hodnoty činného odporu a reaktancí. Z hodnot činných odporů a reaktancí se vypočte výsledná hodnota činného odporu a reaktance a provede se výpočet impedance. Z hodnoty impedance se pak vypočte hodnota elektrické vzdálenosti pro zvolený typ vodiče. Pro konkrétní výpočet jsou zvoleny parametry vodiče "náhradního vedení".

Tab. 35

průřez	délka	R	X
[mm ²]	[m]	[Ω]	[Ω]
42	718	0.4790	0.3026
42	1	0.0007	0.0005
42	303	0.2021	0.1277
42	445	0.2969	0.1875
42	1409	0.9399	0.5938
42	40	0.0267	0.0169
42	1848	1.2328	0.7787
42	1054	0.7031	0.4442
42	405	0.2702	0.1707
50	124	0.0763	0.0492
50	942	0.5793	0.3734
70	1	0.0005	0.0005
120	18	0.0041	0.0065
Kabel 240	625	0.0800	0.1238
SUMA	8561	5.0320	3.4040

V Tab. 35 je proveden součet všech délek vedení úseku, a také činných odporů a induktivních reaktancí. Z těchto hodnot je v Tab. 36 vypočítaná elektrická vzdálenost mezi bodem připojení VTE a přípojnici.

Tab. 36

Metoda	výsledná hodnota Z (R) sítě	Průřez přepočítaný na vedení	Elektrická vzdálenost
	[Ω]	[mm ²]	[km]
Z	5.032 +j3.404	240	14.59
		120	14.21
		50	8.34
		42	7.92
R	3.404	240	40.26
		120	22.36
		50	8.18
		42	7.54
délky úseků			8.56

Z Tab. 36 byla vybrána hodnota náhradního vedení AlFe6 o průřezu 50 mm². Dále byly vybrány sledované body a k těmto bodům byla vypočítána elektrická vzdálenost.

Tyto body jsou:

Tab. 37

Jméno uzlu	El. vzdálenost
	[km]
U1 ₁	0.00
U2 ₁	4.82
U3 ₁	6.33
U4 ₁	7.70
P22	8.34
U5 ₁	9.72
U6 ₁	10.64
U7 ₁	10.97

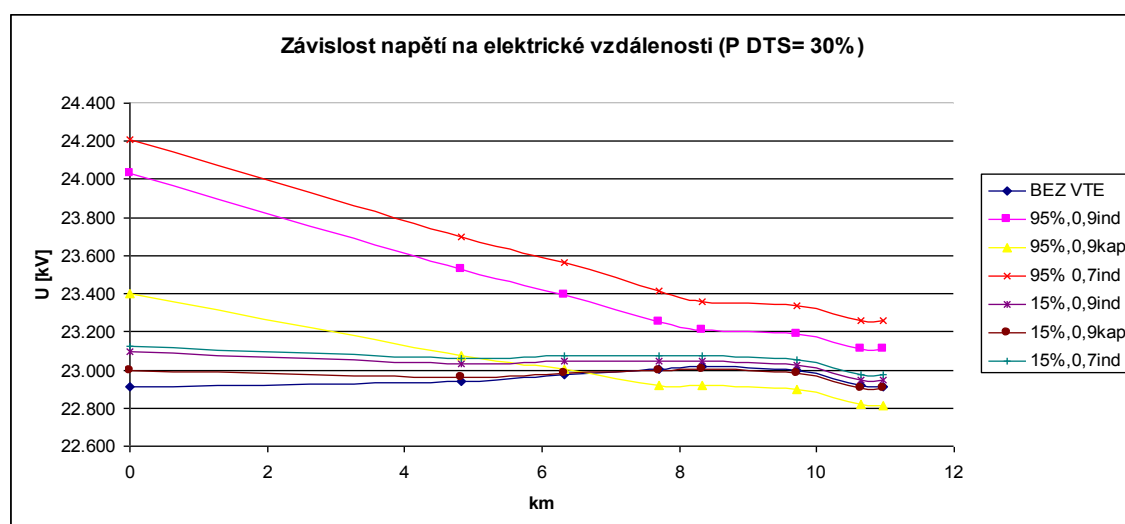
Ve všech těchto bodech jsem sledoval změnu napětí vyvolanou provozem zdroje. Elektrická vzdálenost byla vypočtena z hodnot činných odporů a induktivních reaktancí vedení. **Počet platných cifer v tabulkách je dán vlastnostmi použitého software, nelze ho slučovat s přesností výsledků výpočtu**

11.3. Napěťová analýza

V dalších tabulkách a grafech se snažím ukázat jaký je průběh změny napětí způsobený změnou výkonu VTE na elektrické vzdálenosti.

Tab. 38

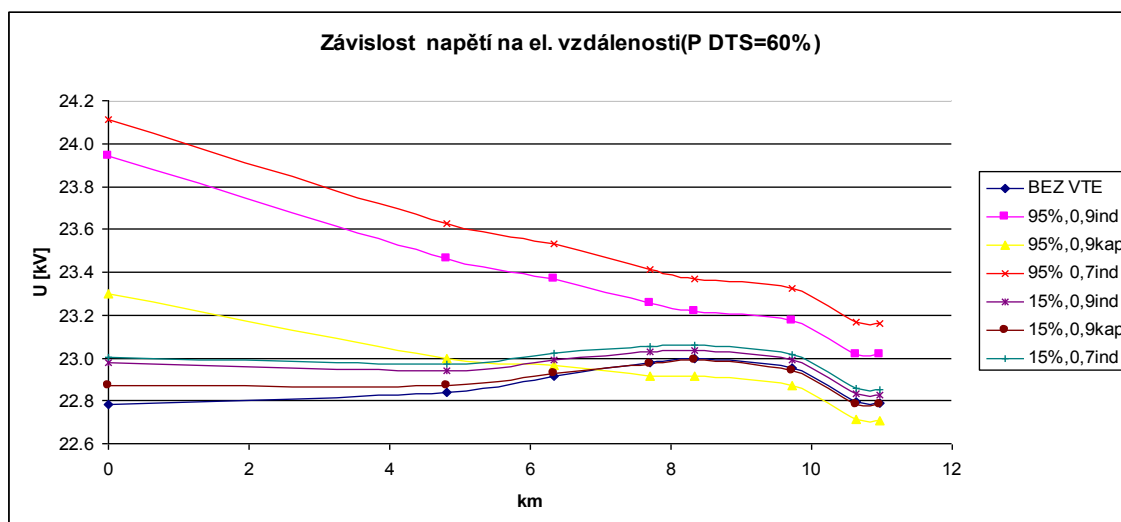
Jméno uzlu	el vzdál. [km]	BEZ VTE	95%, 0.9ind	95%, 0.9kap	95%, 0.7ind	15%, 0.9ind	15%, 0.9kap	15%, 0.7ind
		U	U	U	U	U	U	U
		[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
U1 ₁	0	22.911	24.033	23.404	24.206	23.097	22.995	23.125
U2 ₁	4.82	22.937	23.530	23.078	23.696	23.036	22.964	23.063
U3 ₁	6.33	22.976	23.397	23.004	23.561	23.046	22.984	23.073
U4 ₁	7.70	23.007	23.254	22.922	23.416	23.049	22.996	23.075
P22	8.34	23.016	23.211	22.917	23.360	23.049	23.003	23.073
U5 ₁	9.72	22.994	23.190	22.895	23.339	23.027	22.981	23.051
U6 ₁	10.64	22.916	23.113	22.817	23.263	22.950	22.903	22.974
U7 ₁	10.97	22.915	23.111	22.815	23.261	22.948	22.901	22.972



Obr. 38 Závislost napětí na elektrické vzdálenosti při 30 % zatížení DTS

Tab. 39

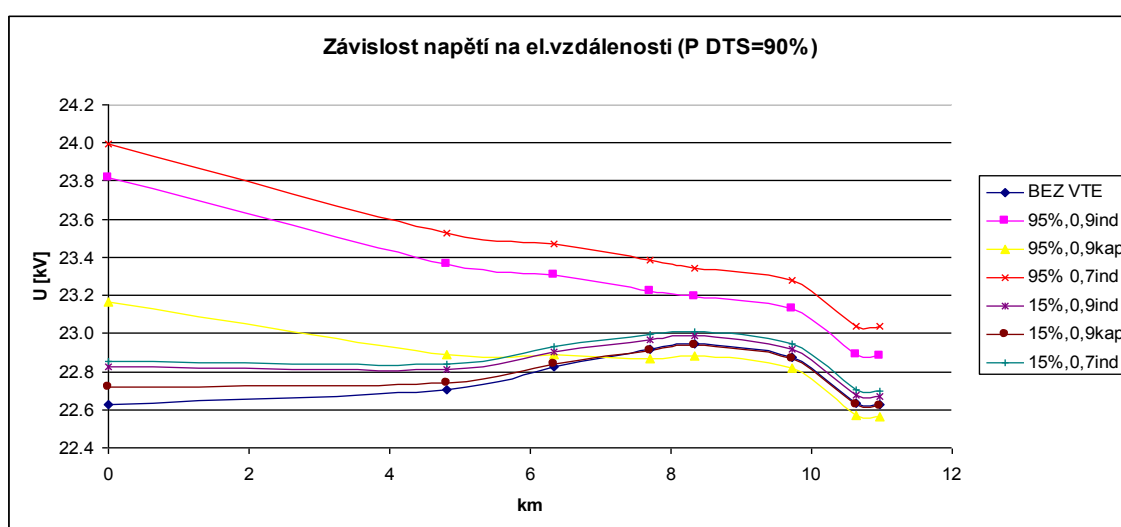
Jméno uzlu	el. vzdál. [km]	BEZ VTE	95%, 0.9ind	95%, 0.9kap	95%, 0.7ind	15%, 0.9ind	15%, 0.9kap	15%, 0.7ind
		U	U	U	U	U	U	U
		[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
U1 ₁	0.00	22.786	23.942	23.302	24.115	22.977	22.873	23.006
U2 ₁	4.82	22.839	23.462	23.000	23.628	22.943	22.869	22.970
U3 ₁	6.33	22.917	23.367	22.965	23.531	22.992	22.928	23.019
U4 ₁	7.70	22.979	23.253	22.913	23.415	23.026	22.972	23.052
P22	8.34	22.998	23.219	22.917	23.368	23.035	22.988	23.059
U5 ₁	9.72	22.953	23.175	22.872	23.324	22.991	22.943	23.015
U6 ₁	10.64	22.794	23.017	22.712	23.167	22.832	22.783	22.856
U7 ₁	10.97	22.790	23.014	22.708	23.164	22.828	22.780	22.852



Obr. 39 Závislost napětí na elektrické vzdálenosti při 60 % zatížení DTS

Tab. 40

Jméno uzlu	el. vzdál. [km]	BEZ VTE	95%, 0.9ind	95%, 0.9kap	95% 0.7ind	15%, 0.9ind	15%, 0.9kap	15%, 0.7ind
		U	U	U	U	U	U	U
		[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
U1 ₁	0.00	22.624	23.819	23.166	23.993	22.823	22.716	22.852
U2 ₁	4.82	22.704	23.362	22.888	23.530	22.814	22.738	22.842
U3 ₁	6.33	22.823	23.305	22.892	23.470	22.904	22.838	22.931
U4 ₁	7.70	22.917	23.221	22.871	23.383	22.969	22.913	22.995
P22	8.34	22.945	23.196	22.883	23.345	22.988	22.938	23.012
U5 ₁	9.72	22.877	23.129	22.815	23.278	22.920	22.870	22.944
U6 ₁	10.64	22.635	22.889	22.571	23.040	22.678	22.627	22.702
U7 ₁	10.97	22.629	22.883	22.566	23.034	22.672	22.622	22.696



Obr. 40 Závislost napětí na elektrické vzdálenosti při 90 % zatížení DTS

Při stavu před připojením VTE je patrné, že křivka nejprve roste až do vzdálenosti 8,34 km a pak dále klesá, což je dáno tím, že v této vzdálenosti je přípojnice rozvodny P22 tedy jediný zdroj energie pro danou napájecí oblast.

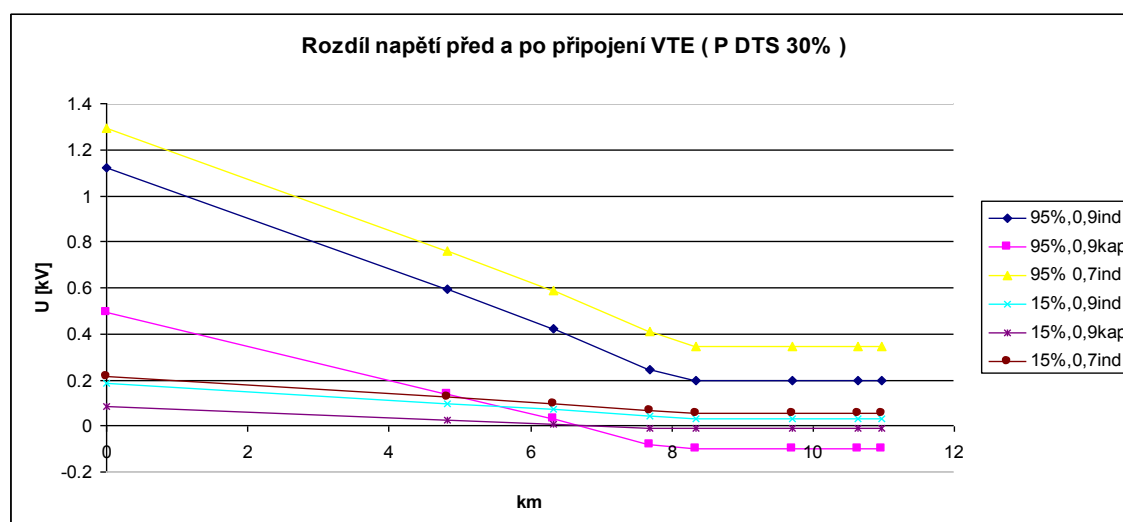
Dále je patrné, že při výkonu VTE 15% křivky prakticky kopírují stav před připojením VTE, protože orientace toků výkonu má v podstatné části paprsku stejnou orientaci.

V případě kapacitního účinku VTE a výkonu 95% je zvýšení napětí je do vzdálenosti asi 7 km. Dále je toto napětí o něco nižší než bez VTE, což je způsobeno odběrem jalové energie VTE ze sítě.

V případě induktivního účinku je zřejmé, že je napětí podstatně ovlivněno dodávkou jalové energie do sítě. Z tvaru charakteristiky pro $\cos\varphi$ 0,95 a 0,75 induktivního je možno konstatovat, že tyto křivky jsou vůči sobě rovnoběžné a jsou jen posunuty o hodnotu, která odpovídá množství jalové energie dodávané do sítě. Dále je patrné, že tímto zvýšeným napětím je ovlivněna hodnota napětí jak na přípojnici rozvodny P22 tak i v dalších paprscích připojených přes přípojnicu této rozvodny.

Tab. 41 Rozdíl napětí způsobený změnou účinku zdroje (simulovaný).

Jméno uzlu	el. vzdál.	95%,0,9ind	95%,0,9kap	95% 0,7ind	15%,0,9ind	15%,0,9kap	15%,0,7ind
		ΔU	ΔU	ΔU	ΔU	ΔU	ΔU
	[km]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
U1 ₁	0.00	1.122	0.493	1.295	0.186	0.084	0.214
U2 ₁	4.82	0.592	0.141	0.759	0.099	0.026	0.126
U3 ₁	6.33	0.421	0.028	0.585	0.070	0.008	0.097
U4 ₁	7.70	0.247	-0.084	0.409	0.042	-0.011	0.068
P22	8.34	0.195	-0.099	0.345	0.033	-0.013	0.057
U5 ₁	9.72	0.196	-0.099	0.345	0.033	-0.013	0.057
U6 ₁	10.64	0.196	-0.100	0.346	0.033	-0.013	0.057
U7 ₁	10.97	0.196	-0.099	0.346	0.034	-0.013	0.057



Obr. 41 Závislost rozdílu napětí na elektrické vzdálenosti při 30 % zatížení DTS

Při této simulaci napětí jsem se opět pokusil vypočítat dle stanovených vzorců hodnoty napětí v jednotlivých uzlech. Tyto hodnoty jsou uvedeny v Tab. 42. Dle vztahů pro výpočet napětí v uzlech v závislosti na elektrické vzdálenosti lze však počítat jen hodnoty mezi zdrojem a přípojnici. Z grafu je zřejmé že hodnoty P 22, U5₁, U6₁ a U7₁ jsou stejné, tedy i v tabulce vypočtených hodnot byla hodnota uzlu P22 doplněna pro uzly U5₁, U6₁, U7₁.

Tab. 42 Rozdíl napětí způsobený změnou účinníku zdroje (vypočítaný).

Uzel	el. vzdal. [km]	95%, 0,9ind	95%, 0,9kap	95%, 0,7ind	15%, 0,9ind	15%, 0,9kap	15%, 0,7ind
		ΔU	ΔU	ΔU	ΔU	ΔU	ΔU
		[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
U1 ₁	0	1.162	0.609	1.285	0.183	0.124	0.250
U2 ₁	4.82	0.598	0.242	0.709	0.094	0.066	0.148
U3 ₁	6.33	0.422	0.127	0.528	0.067	0.048	0.107
U4 ₁	7.70	0.261	0.023	0.365	0.041	0.032	0.070
P22	8.34	0.187	-0.025	0.288	0.029	0.024	0.052
U5 ₁	9.72	0.187	-0.025	0.290	0.029	0.024	0.052
U6 ₁	10.64	0.187	-0.025	0.290	0.029	0.024	0.052
U7 ₁	10.97	0.187	-0.025	0.290	0.029	0.024	0.052

V Tab. 43 jsou porovnány hodnoty vypočítané a nasimulované na reálném modelu.

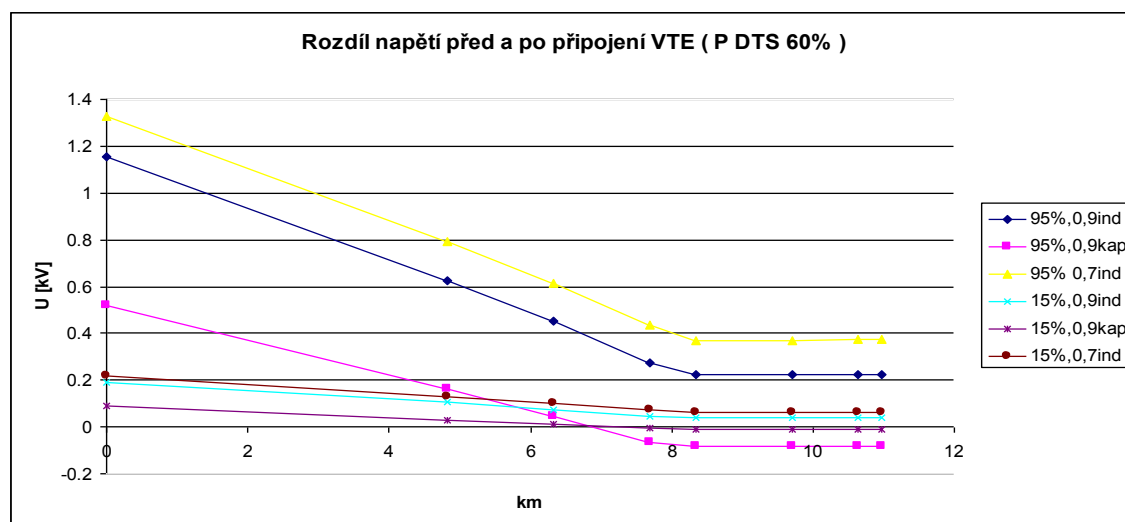
Tab. 43 Rozdíl napětí způsobený změnou účinníku zdroje (chyba výpočtu).

Uzel	el. vzdal.	95%, 0,9ind	95%, 0,9kap	95% 0,7ind	15%, 0,9ind	15%, 0,9kap	15%, 0,7ind
		ΔU	ΔU	ΔU	ΔU	ΔU	ΔU
	[km]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
U1 ₁	0	0.040	0.116	-0.010	-0.003	0.040	0.036
U2 ₁	4.82	0.006	0.101	-0.050	-0.005	0.040	0.022
U3 ₁	6.33	0.001	0.099	-0.057	-0.003	0.040	0.010
U4 ₁	7.70	0.014	0.107	-0.044	-0.001	0.043	0.002
P22	8.34	-0.008	0.074	-0.057	-0.004	0.037	-0.005
U5 ₁	9.72	-0.009	0.074	-0.055	-0.004	0.037	-0.005
U6 ₁	10.64	-0.009	0.075	-0.056	-0.004	0.037	-0.005
U7 ₁	10.97	-0.009	0.074	-0.056	-0.005	0.037	-0.005

Při porovnávání hodnot z simulačního programu je patrné ze při induktivním účinníku generátoru je rozdíl hodnot do 60 V. V případě kapacitního účinníku jsou rozdíly asi dvojnásobně větší. Pokud si však vezmeme v úvahu, že hladina napětí, na které provádíme výpočtu je 22 kV. Je největší chyba 0,5 % jmenovitého napětí zdroje. Vzhledem k nepřesnosti vstupních údajů, která může být až 5 % konstatuji, že nepřesnost tohoto výpočtu je ke stanovení napětí dostačující.

Tab. 44 Rozdíl napětí způsobený změnou účinníku zdroje ($P_{DTS} = 60\%$).

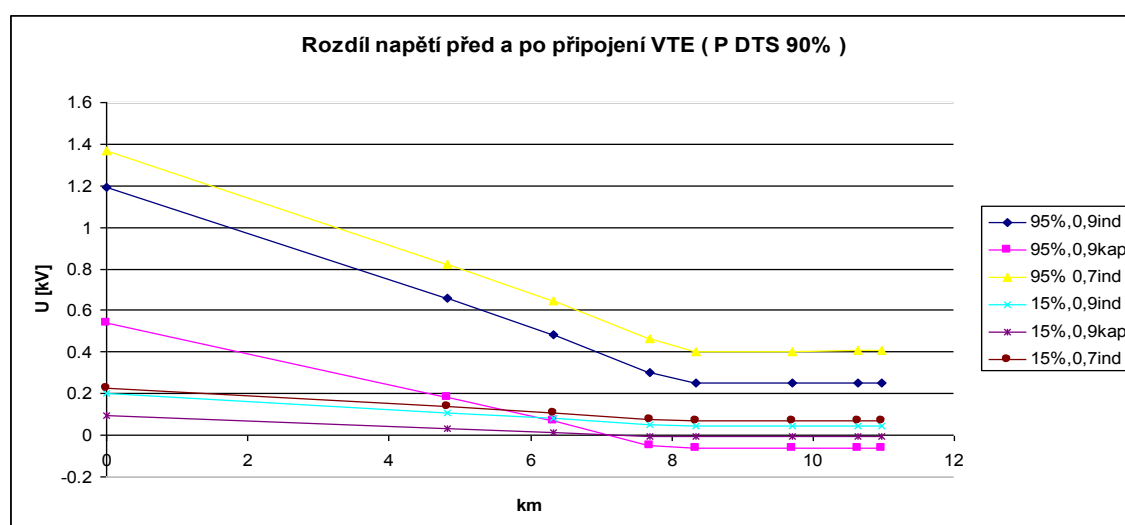
Jméno uzlu	el. vzdál.	95%,0,9ind	95%,0,9kap	95% 0,7ind	15%,0,9ind	15%,0,9kap	15%,0,7ind
		ΔU	ΔU	ΔU	ΔU	ΔU	ΔU
	[km]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
U1 ₁	0.00	1.156	0.516	1.329	0.192	0.088	0.220
U2 ₁	4.82	0.623	0.161	0.790	0.104	0.030	0.131
U3 ₁	6.33	0.449	0.048	0.614	0.075	0.011	0.102
U4 ₁	7.70	0.274	-0.066	0.435	0.046	-0.007	0.072
P22	8.34	0.221	-0.081	0.370	0.038	-0.010	0.061
U5 ₁	9.72	0.222	-0.081	0.371	0.038	-0.010	0.062
U6 ₁	10.64	0.224	-0.082	0.374	0.038	-0.010	0.062
U7 ₁	10.97	0.224	-0.082	0.374	0.038	-0.010	0.062



Obr. 42 Závislost rozdílu napětí na elektrické vzdálenosti při 60 % zatížení DTS

Tab. 45 Rozdíl napětí způsobený změnou účinníku zdroje (P DTS = 90%).

Jméno uzlu	el. vzdál. [km]	95%,0,9ind	95%,0,9kap	95%,0,7ind	15%,0,9ind	15%,0,9kap	15%,0,7ind
		ΔU [kV]	ΔU [kV]	ΔU [kV]	ΔU [kV]	ΔU [kV]	ΔU [kV]
U1 ₁	0.00	1.195	0.542	1.369	0.199	0.092	0.227
U2 ₁	4.82	0.658	0.183	0.825	0.110	0.034	0.137
U3 ₁	6.33	0.482	0.069	0.647	0.081	0.015	0.107
U4 ₁	7.70	0.304	-0.047	0.465	0.052	-0.004	0.078
P22	8.34	0.251	-0.062	0.400	0.043	-0.007	0.067
U5 ₁	9.72	0.252	-0.062	0.401	0.043	-0.007	0.067
U6 ₁	10.64	0.254	-0.063	0.406	0.043	-0.007	0.068
U7 ₁	10.97	0.254	-0.063	0.406	0.043	-0.007	0.068



Obr. 43 Závislost rozdílu napětí na elektrické vzdálenosti při 90 % zatížení DTS

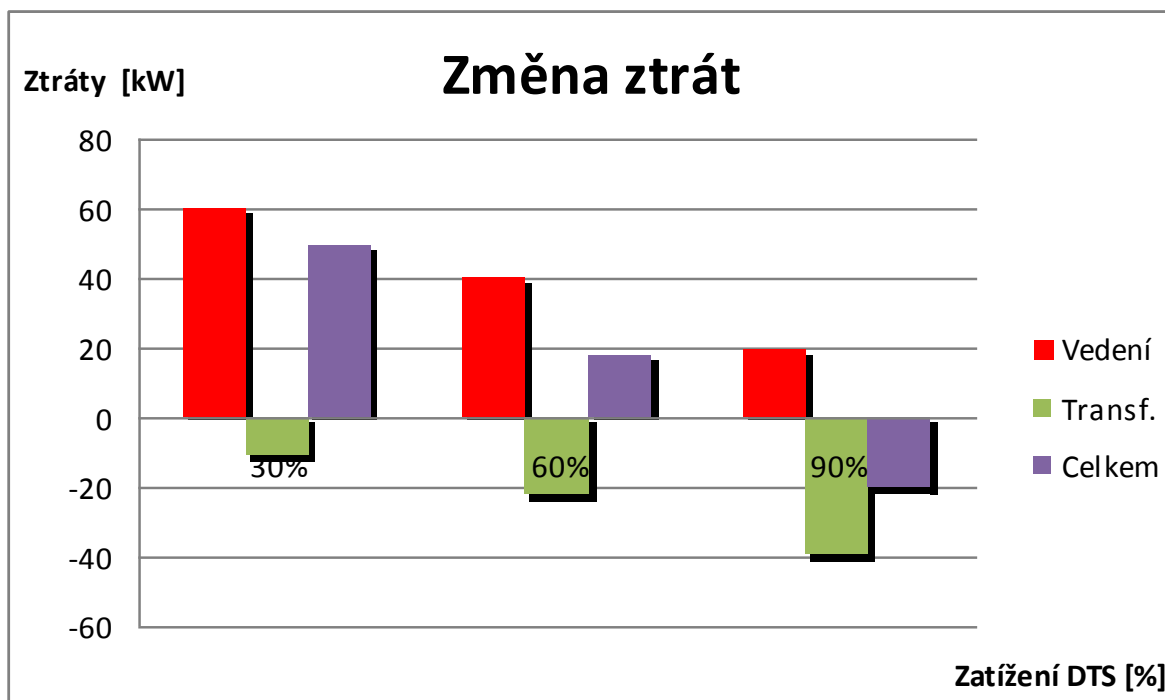
Z výše uvedených grafů lze konstatovat následující závěry. Závislost změny napětí na elektrické vzdálenosti je přibližně lineární. To ovšem platí pouze pro „paprsek“, tedy vývod, na kterém jsou VTE připojeny. Lineární závislost končí na přípojnicích 22 kV napájecí rozvodny. V dalších zvolených bodech sítě jsou změny napětí závislé na provozním stavu VTE, nejsou již závislé na elektrické vzdálenosti od místa připojení VTE. Tyto změny napětí jsou přibližně stejné, jako změny napětí na přípojnici 22 kV napájecí rozvodny.

Dále je z výsledků simulace patrné, že největší změny napětí jsou při připojení VTE s výkonem 95% a s induktivním účínkem 0,7. To je také v souladu s teoretickým předpokladem, protože hodnoty napětí ovlivňují toky jalových výkonů. Při tomto provozním stavu VTE dochází k největší změně toku jalového proudu. Při kapacitním účínku VTE jsou rozdíly napětí v mřížové části sítě záporné, tedy při připojení VTE napětí poklesne. To je rovněž způsobeno změnou toků jalového výkonu.

Lze tedy konstatovat, že závislost změny napětí při provozu VTE lze poměrně přesně predikovat na základě provozního stavu VTE a elektrické vzdálenosti od místa připojení VTE. Toto ovšem platí pouze na v oblasti paprsku sítě. V mřížové části je již mnoho dalších faktorů (toky výkonů), které působí na velikost změn.

12. Výkonová analýza sítě

Pro normální provoz VTE tj. 95% výkon a účíník 1 byla provedena jednoduchá bilance činných ztrát pro různá zatížení DTS. Hlavně byl vyhodnocen rozdíl ve ztrátách před a po zapojení VTE. Rozdíl činných ztrát byl ještě rozčleněn na ztráty v síti 22 kV a ztráty v transformaci. Vyhodnocen byl i součet těchto ztrát.



Obr. 44 Rozdělení ztrát při dodávce výkonu VTE

Výsledky této jednoduché analýzy jsou patrné z grafu na Obr. 44. Z grafu vyplývá, že připojením VTE klesají ztráty v transformátoru, což je logické, protože část spotřeby oblasti 22 kV pokryjí VTE. Pokles ztrát roste se zatížením oblasti 22 kV. Činné ztráty v síti 22 kV po připojení VTE stoupnou, protože se změní toky výkonů, vzroste zatížení vedení v okolí VTE. Nárůst ztrát ale klesá se zatížením oblasti 22 kV. Výsledné ztráty (sít' 22 kV + transformace) celkově vzrostou při zatížení sítě 22 kV 30 a 60%, ale při zatížení 90% jsou již nižší při zapojení VTE.

Umístění a výkon VTE je velmi důležitý pro ovlivňování ztrát v sítích. Problémem je ovšem proměnlivost výkonu VTE a nestálost jejich provozu, protože jejich provozovatelé z komerčních důvodů budou vyrábět vždy maximální množství elektrické energie (pokud nebudou regulovány). Proto je použití těchto zdrojů pro optimalizaci nemožné. Rozborem ztrát ovšem můžeme zhodnotit vliv VTE a podle dodávaného výkonu optimalizovat síť jinými prostředky.

12.1. Analýza ztrát v souvislosti s provozem VTE

Při analýze ztrát v souvislosti s provozem VTE je nutno stanovit základní stavy modelu. Protože byla provedena podrobná analýza napěťových poměrů při 364 stavech sítě, je možno při analýze ztrát již simulovat méně stavů.

Ztráty v modelované oblasti je možno rozdělit na ztráty v síti 22 kV, ztráty v síti 110 kV a ztráty v transformaci 110/22 kV. Provoz VTE bude hlavně ovlivňovat ztráty v síti 22 kV a v transformaci 110 /22 kV. U sítě 22 kV je ještě nutno provést analýzu rozdělení ztrát. Provoz VTE bude podstatně ovlivňovat hodnotu ztrát v paprsku, na kterém jsou VTE připojeny.

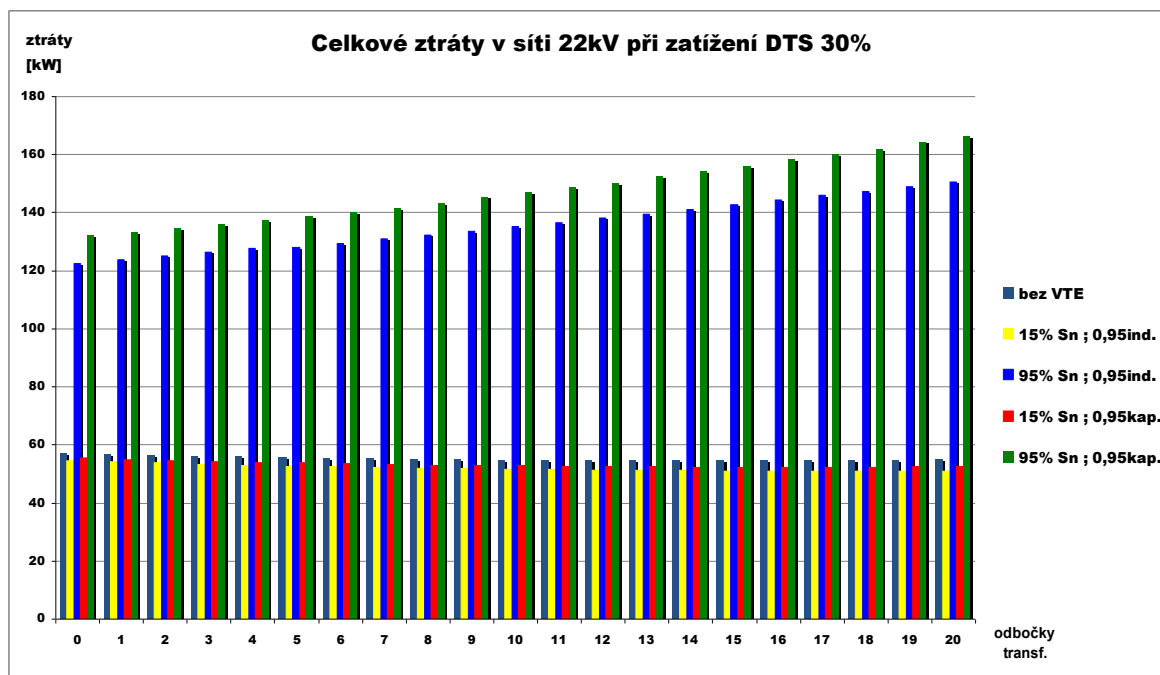
Pro analýzu ztrát bylo zvoleno zatížení sítě 22 kV 30 a 60%. Jedná se o hodnoty, které se nejvíce blíží skutečnému provoznímu stavu (z původně uvažovaných hodnot).

12.2. Výsledky analýzy při změně regulačního stupně TR

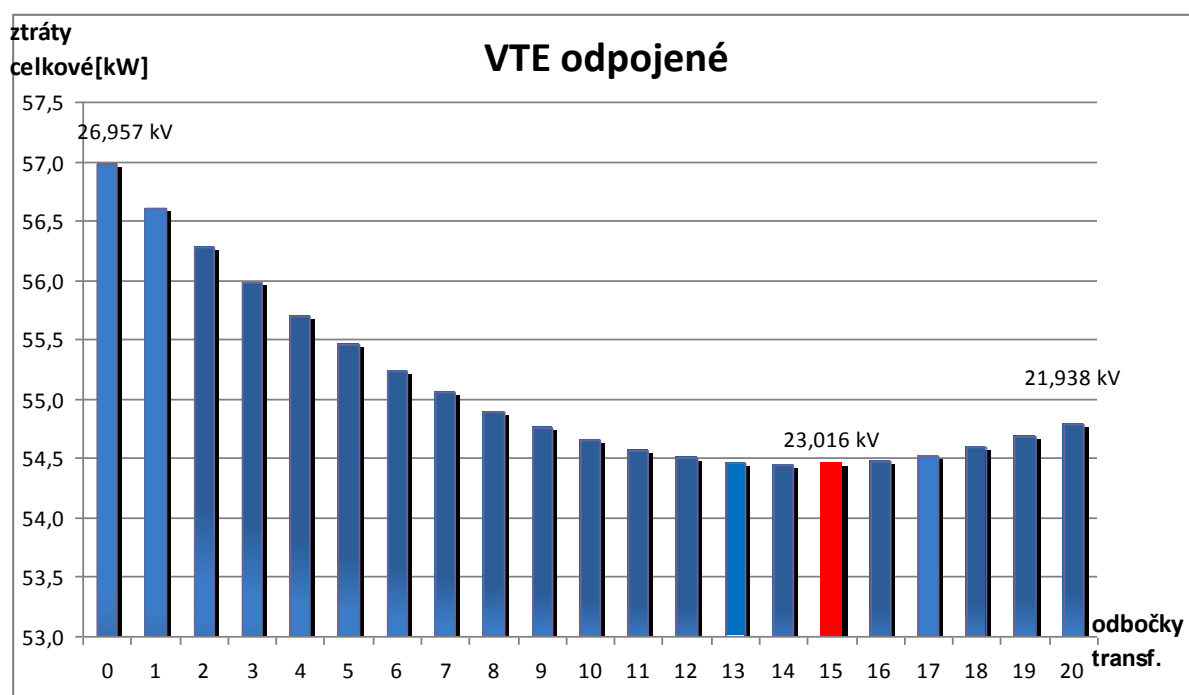
Nejdříve byly provedeny výpočty ztrát při různých provozních stavech VTE v závislosti na regulačním stupni transformátoru. V Tab. 46 jsou celkové ztráty v síti 22 kV (ztráty ve vedení a transformátoru 110/22 kV) při zatížení 30%. Graf je na Obr. 45 (**Počet platných cifer v tabulkách je dán vlastnostmi použitého software, nelze ho slučovat s přesností výsledků výpočtu**).

Tab. 46

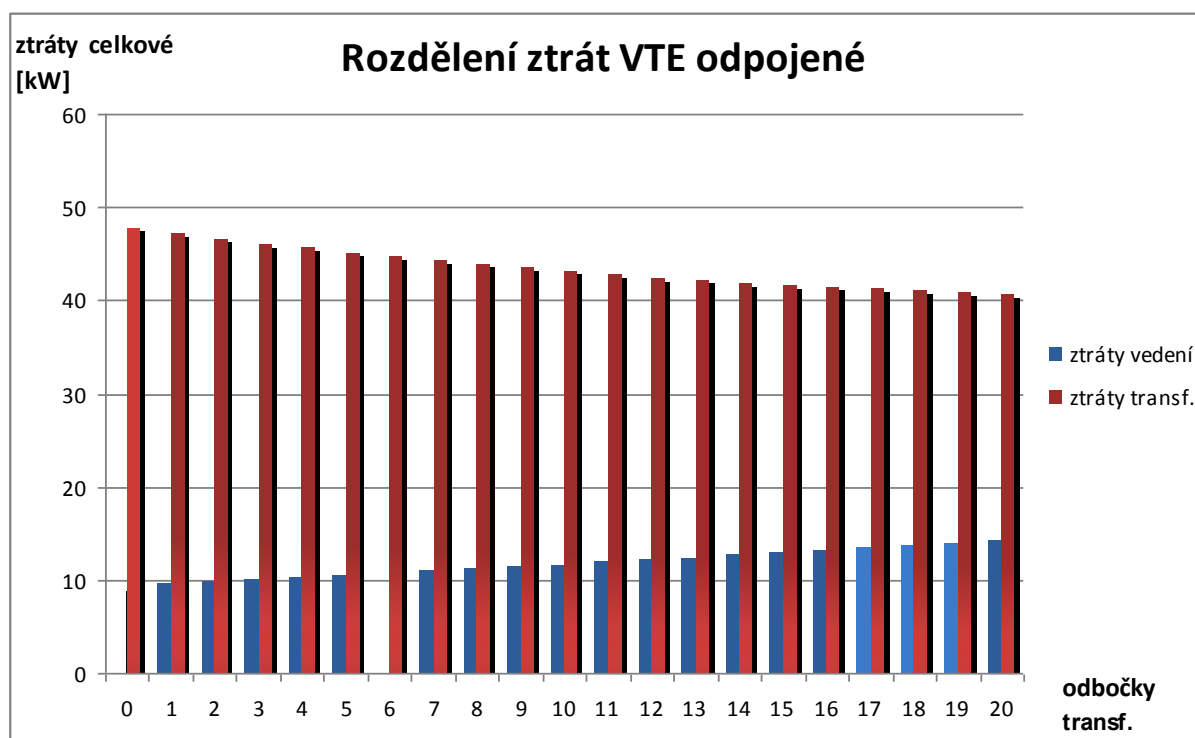
číslo odbočky	bez VTE	15% Sn, $\cos\varphi=0,95$ ind.	95% Sn, $\cos\varphi=0,95$ ind.	15% Sn, $\cos\varphi=0,95$ kap.	95% Sn, $\cos\varphi=0,95$ kap.
	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
0	56,977	54,574	122,628	55,440	131,883
1	56,609	54,148	123,868	55,040	133,178
2	56,276	53,755	125,138	54,673	134,502
3	55,974	53,393	126,434	54,337	135,854
4	55,701	53,059	127,755	54,030	137,231
5	55,459	52,754	128,101	53,752	138,635
6	55,242	52,475	129,469	53,500	140,060
7	55,057	52,226	130,864	53,280	141,513
8	54,896	52,001	132,278	53,083	142,986
9	54,761	51,801	133,714	52,912	145,482
10	54,652	51,626	135,170	52,765	146,998
11	54,566	51,473	136,645	52,642	148,535
12	54,505	51,345	138,140	52,543	150,092
13	54,464	51,237	139,651	52,465	152,666
14	54,448	51,151	141,181	52,410	154,259
15	54,453	51,087	142,729	52,377	155,871
16	54,478	51,041	144,291	52,363	158,498
17	54,525	51,017	145,870	52,370	160,143
18	54,591	51,011	147,463	52,396	161,804
19	54,677	51,023	149,071	52,441	164,480
20	54,782	51,055	150,694	52,506	166,171



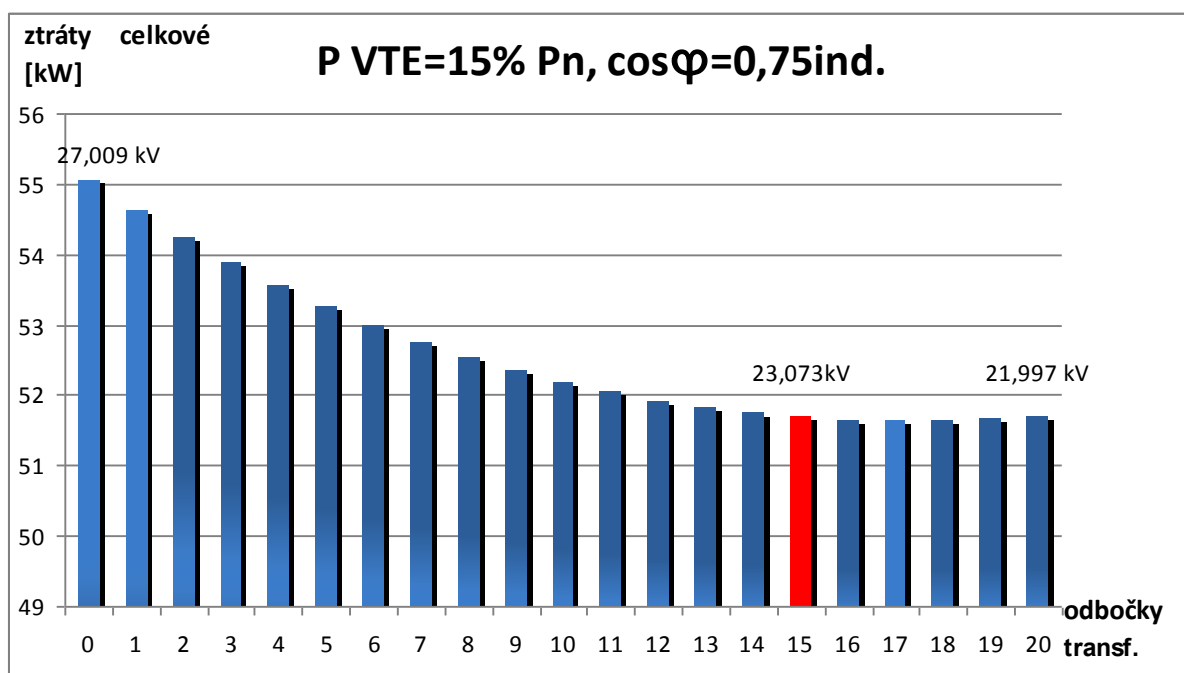
Obr. 45: Celkové ztráty v síti při různých odbočkách napájecího transformátoru.



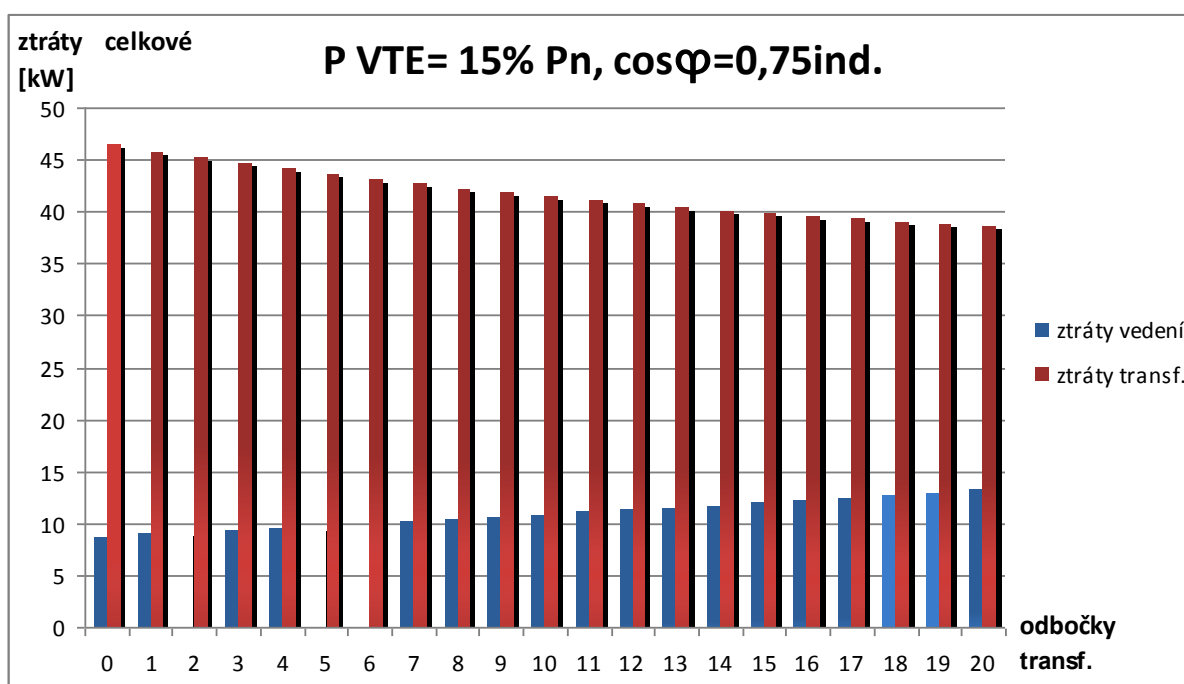
Obr. 46: Celkové ztráty v síti bez VTE



Obr. 47: Rozdělení ztrát v síti 22kV bez VTE



Obr. 48: Celkové ztráty v síti 22 kV při 15% výkonu VTE

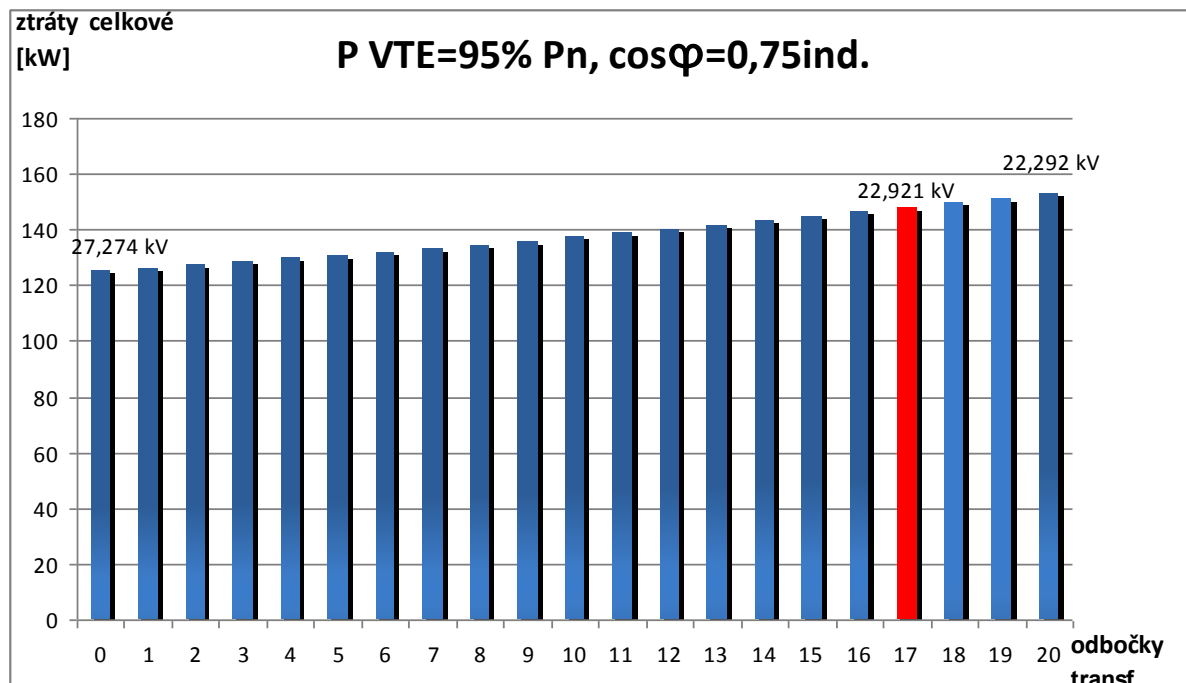


Obr. 49: Rozdělení ztrát v síti 22 kV při 15% výkonu VTE

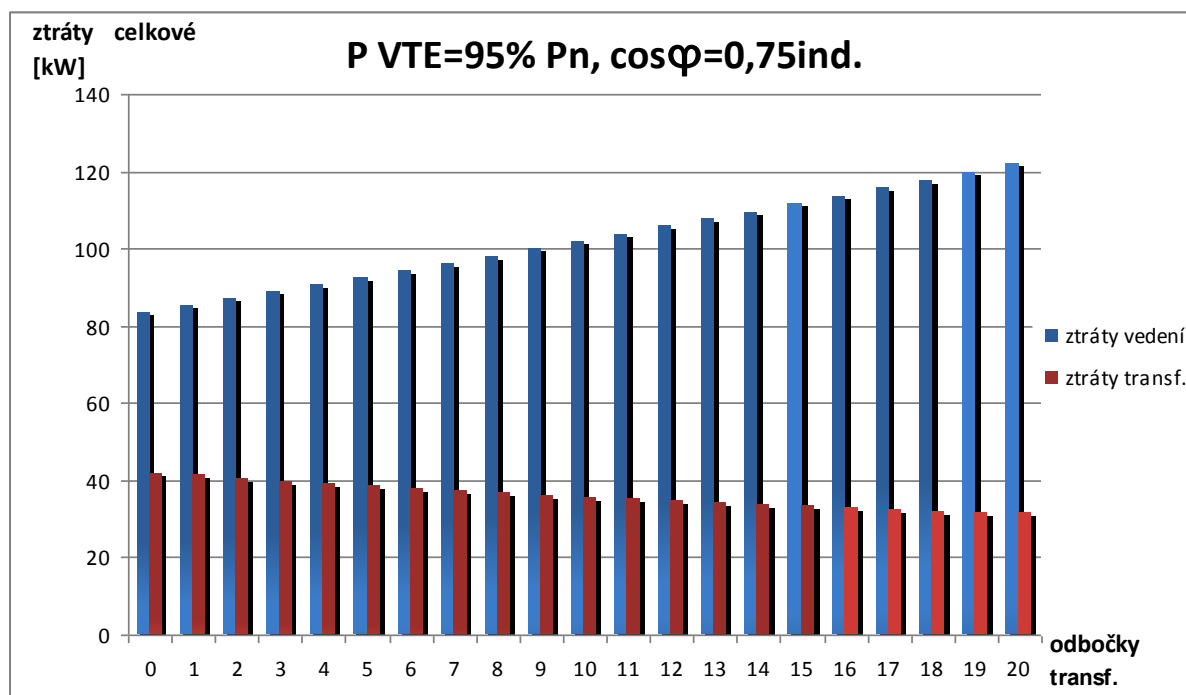
Z výsledků je patrné, že při odpojených VTE Obr. 46 a při výkonu VTE 15% Obr. 48, lze nalézt optimální odbočku transformátoru z hlediska minima ztrát. Je to odbočka, kdy

napětí na přípojnicích se blíží hodnotě 23 kV a je tedy pravděpodobné, že tento stav se blíží skutečnému provoznímu stavu.

Obr. 47 a Obr. 49 potvrzují teoretický předpoklad, že se vzrůstajícím napětím rostou ztráty v napájecím transformátoru, ale klesají ztráty ve vedeních.



Obr. 50: Celkové ztráty v síti 22 kV při 95% výkonu VTE



Obr. 51: Rozdělení ztrát v síti 22 kV při 95% výkonu VTE

Jak vyplývá z grafu na Obr. 50 při výkonu VTE 95% nelze již najít „optimální“ odbočku transformátoru z hlediska ztrát, při klesajícím napětí je dominantní nárůst ztrát ve vedeních.

Obdobná analýza byla provedena pro zatížení sítě 60 %. Výsledky z hlediska optimalizace nejsou zajímavé, s klesajícím napětím na přípojnicích rostou celkové ztráty (vedení 22 kV + transformace 110/22 kV).

Obdobné analýzy byly provedeny i pro síť 110 kV, ale lze konstatovat, že vliv provozu VTE na hodnotu těchto ztrát je nepatrný

12.3. Vliv výkonu VTE na ztráty

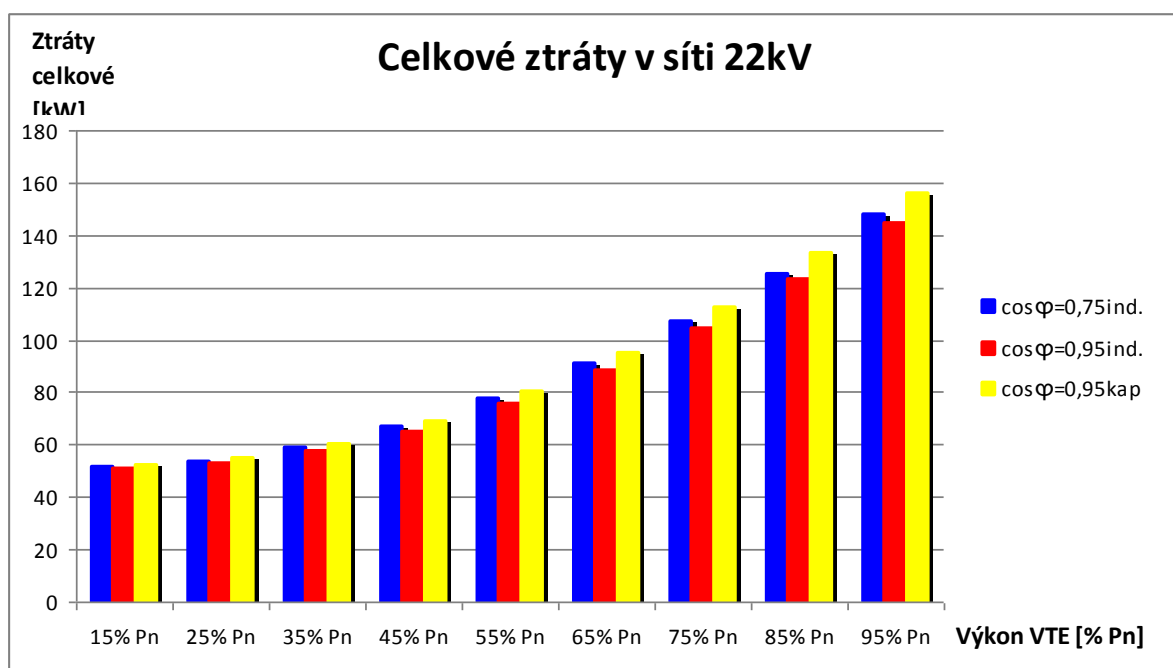
Další analýza byla provedena s ohledem na výkon VTE. Regulační stupeň napájecího transformátoru by nastaven tak, aby při odpojených VTE byla hodnota napětí na přípojnicích zhruba 23 kV.

Ztráty byly vypočteny při různých hodnotách výkonu VTE. Kromě celkových ztrát byly vypočteny zvlášť ztráty na vedeních 22 kV a na transformátoru 110/22 kV. Zatížení oblasti 22 kV bylo 30%. Výsledky simulací jsou v následujících tabulkách a grafech.

12.3.1. Zatížení sítě 22 kV = 30 % P_n DTS

Tab. 47

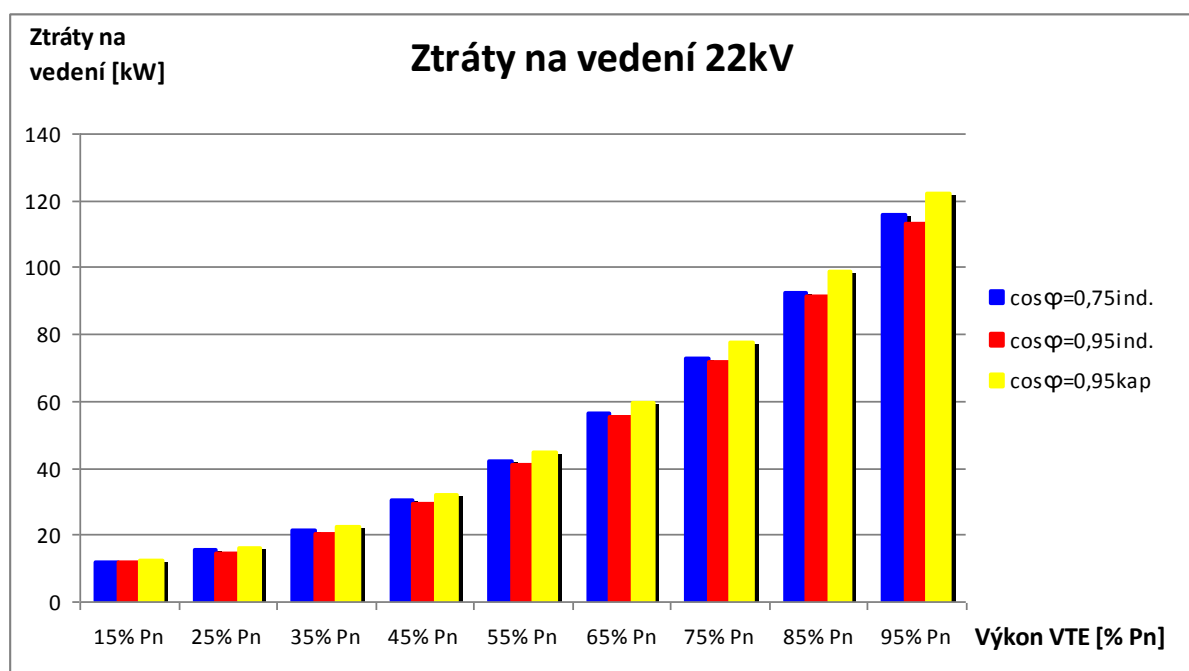
Výkon VTE	Celkové ztráty		
	cosφ=0,75ind.	cosφ=0,95ind.	cosφ=0,95kap
	[kW]	[kW]	[kW]
15% P _n	51,678	51,087	52,377
25% P _n	53,667	52,700	54,886
35% P _n	58,695	57,288	60,459
45% P _n	66,620	64,966	69,055
55% P _n	77,342	75,427	80,635
65% P _n	90,767	88,654	95,159
75% P _n	106,806	104,569	112,602
85% P _n	125,375	123,097	132,920
95% P _n	148,024	144,291	155,871



Obr. 52: Závislost ztrát v síti 22kV na výkonu VTE

Tab. 48

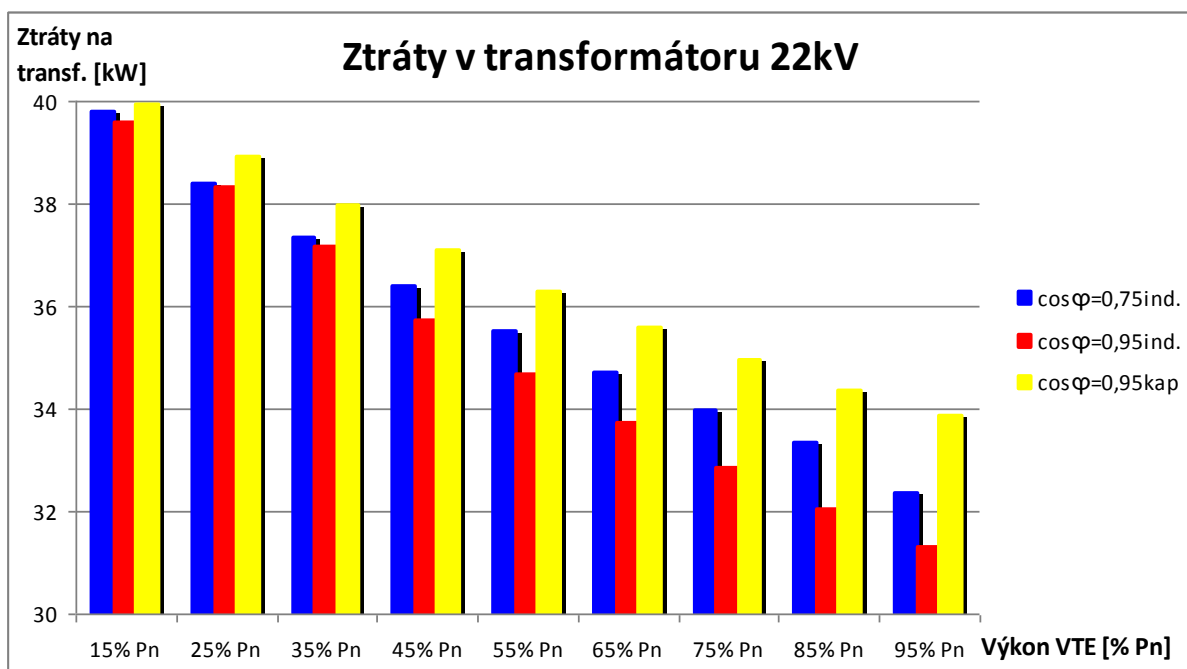
Výkon VTE	Ztráty na vedení 22 kV		
	$\cos\varphi=0,75\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{kap}$
	[kW]	[kW]	[kW]
15% Pn	11,883	11,507	12,442
25% Pn	15,283	14,379	15,981
35% Pn	21,360	20,142	22,504
45% Pn	30,248	29,263	31,971
55% Pn	41,850	40,759	44,345
65% Pn	56,076	54,942	59,585
75% Pn	72,839	71,737	77,670
85% Pn	92,057	91,071	98,556
95% Pn	115,687	113,000	122,000



Obr. 53: Ztráty na vedení v závislosti na VTE

Tab. 49

Výkon VTE	Ztráty v transformátoru		
	$\cos\varphi=0,75\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{kap}$
	[kW]	[kW]	[kW]
15% Pn	39,795	39,579	39,935
25% Pn	38,384	38,320	38,905
35% Pn	37,336	37,146	37,955
45% Pn	36,373	35,703	37,084
55% Pn	35,492	34,668	36,290
65% Pn	34,691	33,712	35,573
75% Pn	33,967	32,832	34,932
85% Pn	33,318	32,025	34,365
95% Pn	32,337	31,291	33,871



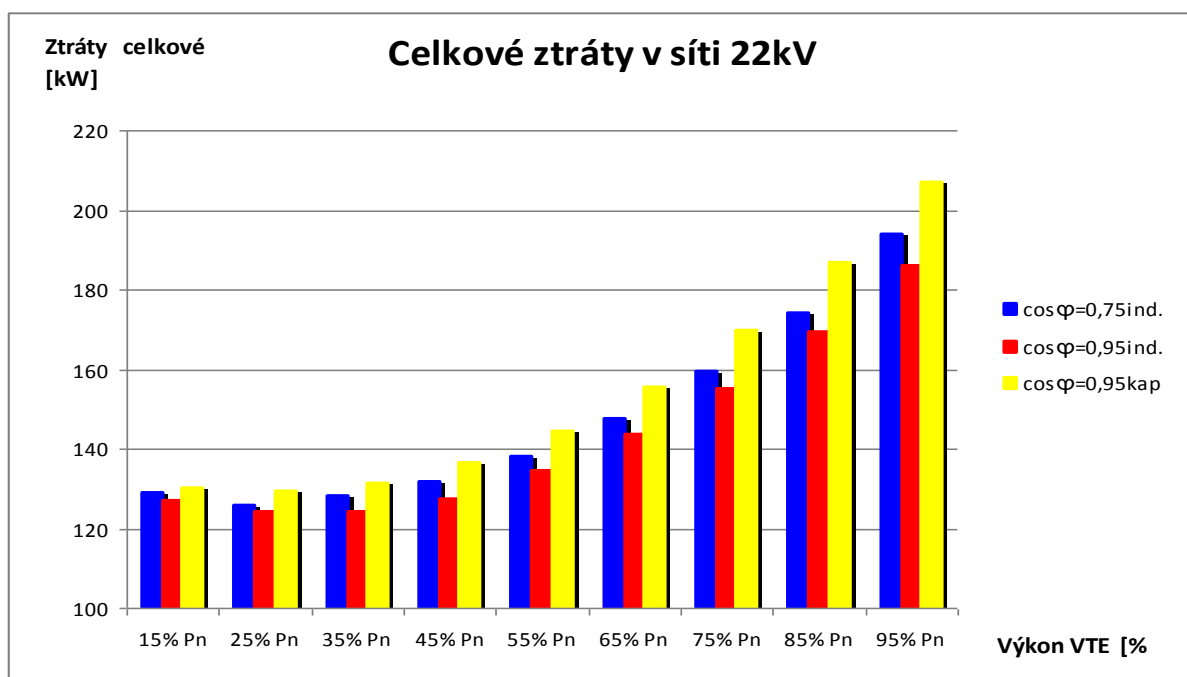
Obr. 54: Ztráty v transformátoru v závislosti na výkonu VTE

Výsledky výpočtů při 30% zatížení sítě 22 kV ukazují, že nelze najít lokální minimum ztrát (v oblasti výkonu VTE 15-95 %). Minimální ztráty by byly při odpojených VTE. Výsledky potvrzují teoretické předpoklady, že se vzrůstajícím výkonem VTE rostou ztráty ve vedeních a klesají ztráty v napájecím transformátoru. Protože ztráty v transformátoru jsou řádově nižší, celkové ztráty ovlivňují hlavně ztráty ve vedeních.

12.3.2. Zatížení sítě 22 kV = 60 % Pn DTS

Tab. 50

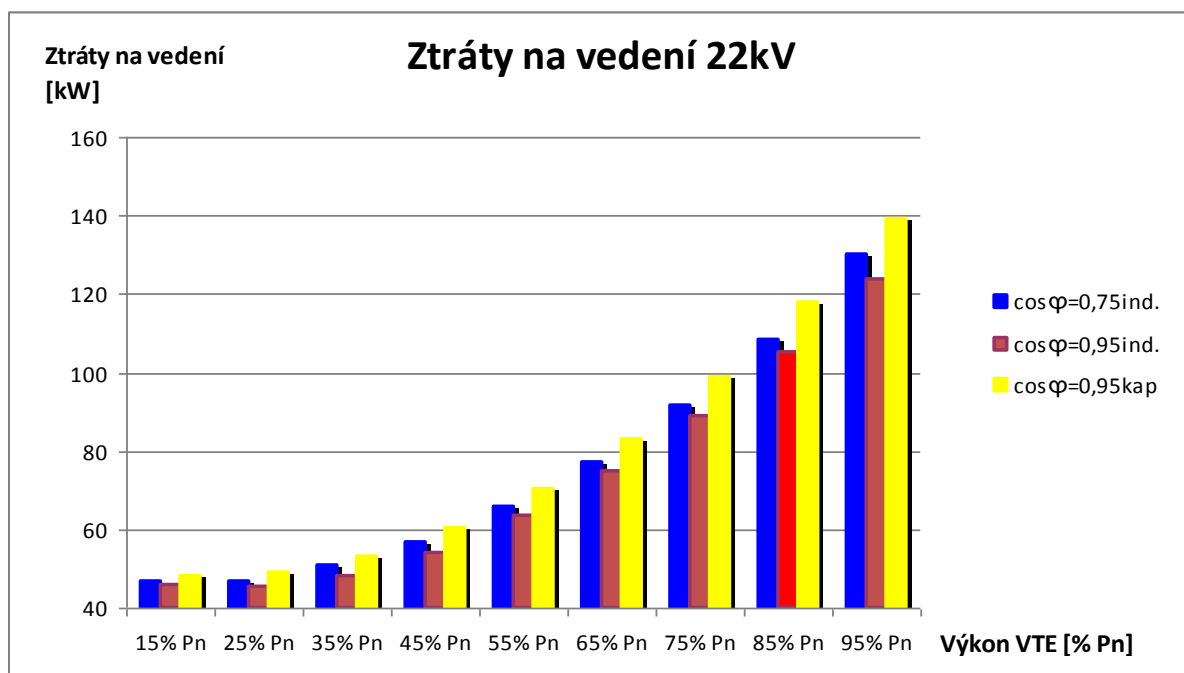
Výkon VTE	Celkové ztráty 22kV		
	$\cos\varphi=0,75\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{kap}$
	[kW]	[kW]	[kW]
15% Pn	129,000	127,000	130,000
25% Pn	125,827	124,188	129,192
35% Pn	127,958	124,168	131,209
45% Pn	131,586	127,135	136,314
55% Pn	138,120	134,645	144,464
65% Pn	147,460	143,479	155,618
75% Pn	159,508	155,091	169,740
85% Pn	174,176	169,400	186,792
95% Pn	194,000	186,000	207,000



Obr. 55: Závislost ztrát v síti 22kV na výkonu VTE

Tab. 51

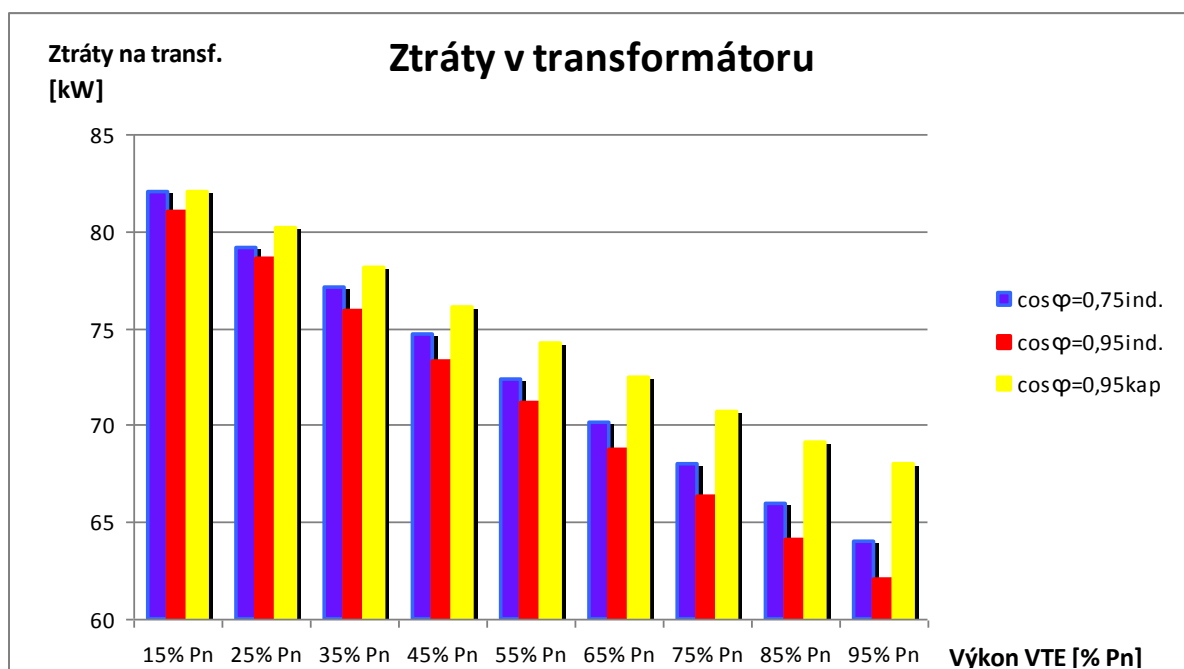
Výkon VTE	Ztráty na vedení 22kV		
	$\cos\varphi=0,75\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{kap}$
	[kW]	[kW]	[kW]
15% Pn	47,000	46,000	48,000
25% Pn	46,727	45,603	49,000
35% Pn	50,866	48,282	53,098
45% Pn	56,922	53,845	60,192
55% Pn	65,776	63,493	70,239
65% Pn	77,331	74,777	83,202
75% Pn	91,496	88,742	99,044
85% Pn	108,182	105,310	117,729
95% Pn	130,000	124,000	139,000



Obr. 56: Ztráty na vedení v závislosti na VTE

Tab. 52

Výkon VTE	Ztráty v transformátoru		
	$\cos\varphi=0,75\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{kap}$
	[kW]	[kW]	[kW]
15% Pn	82,000	81,000	82,000
25% Pn	79,100	78,585	80,192
35% Pn	77,092	75,886	78,111
45% Pn	74,664	73,290	76,122
55% Pn	72,344	71,152	74,224
65% Pn	70,128	68,702	72,416
75% Pn	68,012	66,349	70,696
85% Pn	65,994	64,089	69,063
95% Pn	64,000	62,000	68,000

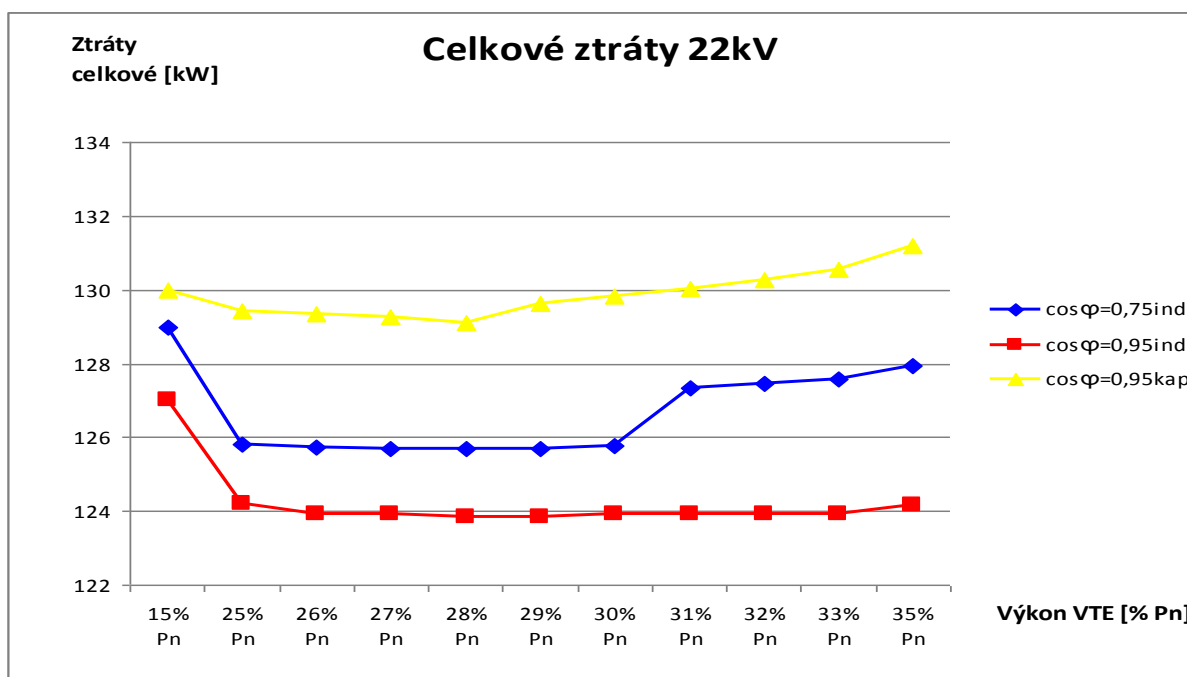


Obr. 57 Ztráty v transformátoru v závislosti na výkonu VTE

I při 60 % zatížení sítě 22 kV je možno konstatovat podobné závěry. Ale jak vyplývá z Obr. 55, objevuje se v grafu celkových ztrát lokální minimum. Proto byla provedena citlivostní analýza v rozsahu výkonu VTE 25-33 %.

Tab. 53

Výkon VTE	Celkové ztráty		
	$\cos\varphi=0,75\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{ind.}$	$\cos\varphi=0,95\text{kap}$
	[kW]	[kW]	[kW]
15% Pn	129,000	127,000	130,000
25% Pn	125,827	124,188	129,423
26% Pn	125,752	123,933	129,337
27% Pn	125,708	123,941	129,247
28% Pn	125,694	123,842	129,101
29% Pn	125,711	123,862	129,626
30% Pn	125,758	123,929	129,812
31% Pn	127,344	123,932	130,029
32% Pn	127,452	123,926	130,278
33% Pn	127,591	123,930	130,557
35% Pn	127,958	124,168	131,209



Obr. 58 Průběh celkových ztrát při různých účinních VTE

Z této analýzy vyplývá, že minimální ztráty jsou při 28 % výkonu VTE. Je možno konstatovat, že při vyšším zatížení sítě 22 kV (nad 50 % instalovaného výkonu DTS) je možno najít optimální hodnotu výkonu VTE. Tato hodnota je ovšem poměrně nízká a je otázkou, zda je možno VTE použít jako prostředek pro optimalizaci ztrát.

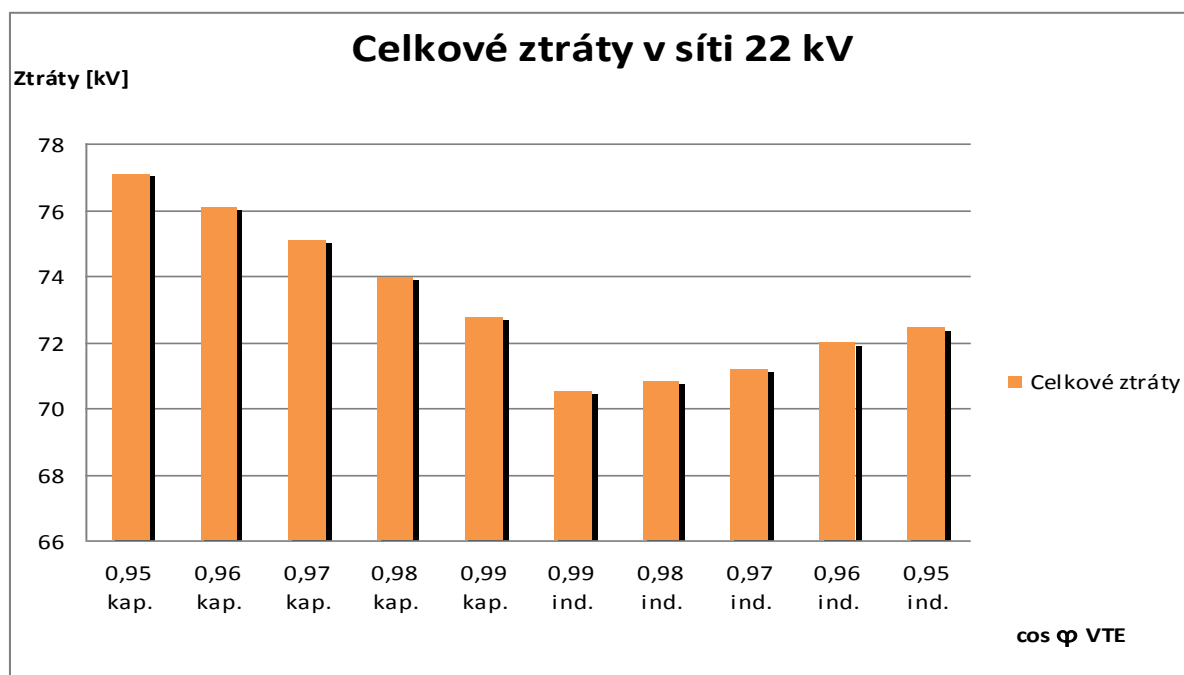
12.4. Vliv účinníku VTE na ztráty

Další analýza se týkala vlivu změny toku jalového výkonu na ztráty. Analýza byla opět provedena pro zatížení sítě 22 kV 30% jmenovitého výkonu DTS. Činný výkon VTE byl konstantní 2 MW a měnil se výkon jalový, tedy účinník VTE.

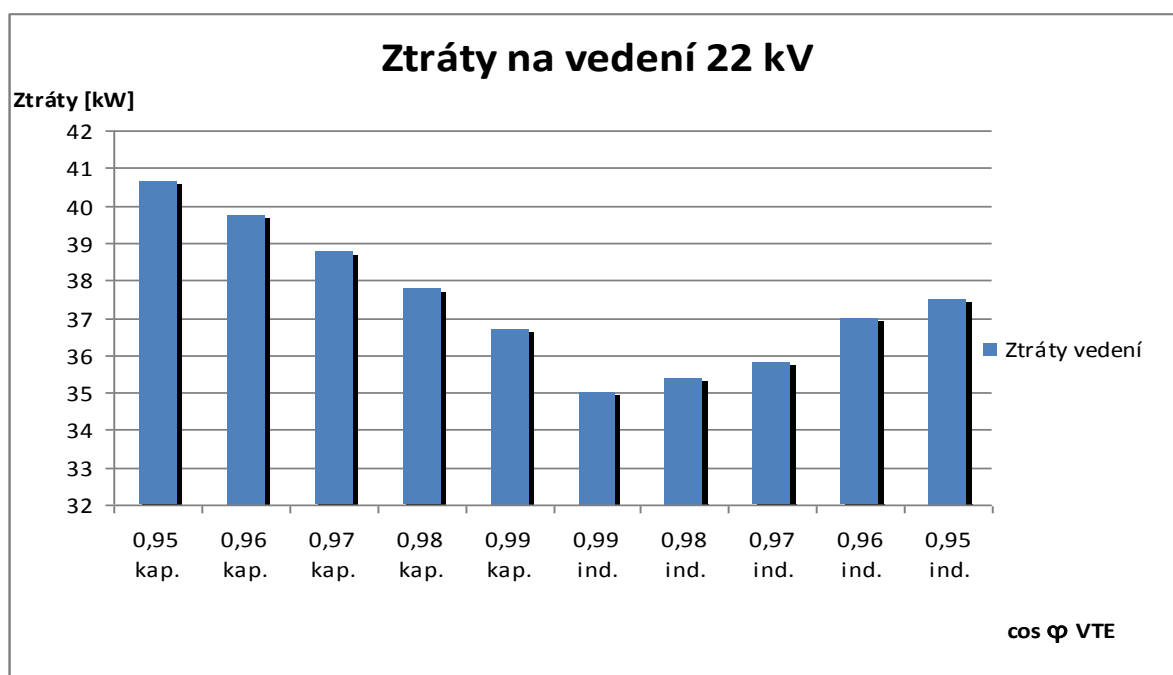
Výsledky této analýzy jsou v následující tabulce a grafech.

Tab. 54

cosφ	22kV		
	Celkové ztráty	Ztráty vedení	Ztráty transf.
	[kW]	[kW]	[kW]
0,95 kap.	77,084	40,654	36,430
0,96 kap.	76,085	39,734	36,351
0,97 kap.	75,043	38,781	36,263
0,98 kap.	73,940	37,779	36,161
0,99 kap.	72,723	36,688	36,034
0,99 ind.	70,504	34,983	35,521
0,98 ind.	70,796	35,360	35,436
0,97 ind.	71,185	35,809	35,376
0,96 ind.	71,955	36,989	34,966
0,95 ind.	72,426	37,500	34,926



Obr. 59 Průběh celkových ztrát v síti 22 kV při změně účinníku

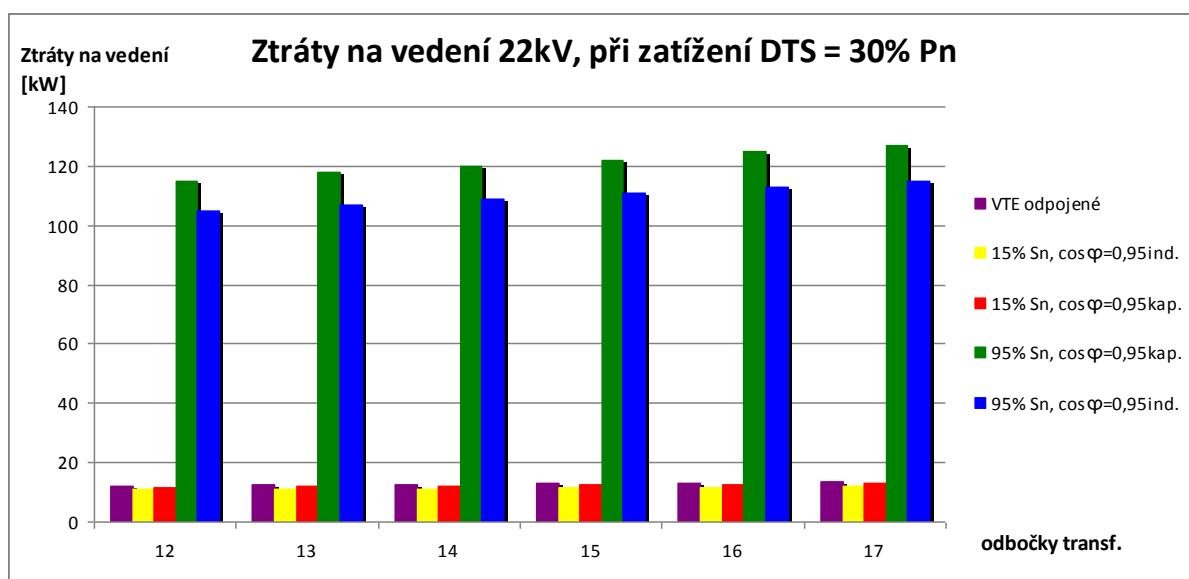


Obr. 60 Ztráty na vedení při změně účinníku

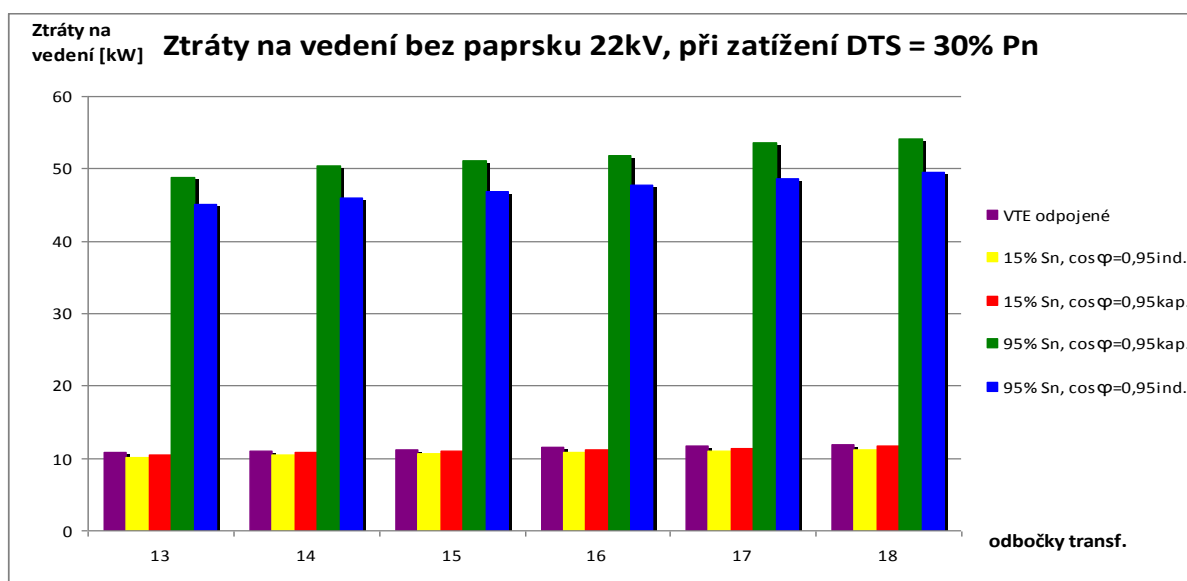
Je zřejmé, že ztráty s rostoucím účinníkem klesají, což je z důvodu dominance ztrát ve vedení. Výsledky opět odpovídají předpokladům. Dále je zřejmé že nejnižší ztráty jsou při hodnotách $\cos \varphi$ blízké 1.

12.5. Rozdělení ztrát v síti 22 kV

V souvislosti s provozem VTE bylo ještě zajímavé zjistit zda VTE ovlivňují hlavně ztráty v paprsku sítě 22 kV, na který jsou VTE připojeny, nebo je podstatné i ovlivnění v další části sítě 22 kV.



Obr. 61 Ztráty na vedení při 30% zatížení DTS



Obr. 62 Ztráty na vedení v síti 22 kV bez ztrát paprsku s VTE

Z grafů na Obr. 61 a Obr. 62 vyplývá, že provoz VTE ovlivňuje ztráty v celé síti 22 kV, nejen v paprsku, na který jsou VTE připojeny. Příkon daného paprsku je asi 500 kW (při zatížení sítě 30%), proto je výkon VTE při většině provozních stavů přenášen přes přípojnice 22 kV napájecí rozvodny do dalších částí sítě 22 kV. Při 60% zatížení sítě byly výsledky stejné.

12.6. Zhodnocení analýzy ztrát

Z předchozích simulací lze konstatovat, že provoz VTE ovlivňuje elektrické ztráty v síti 22 kV a v napájecím transformátoru 110/22 kV. Při přepínání odboček napájecího transformátoru se ztráty mění (se vzrůstajícím napětím, klesají ztráty ve vedení a rostou ztráty v transformátoru). Protože převažují ztráty ve vedení, celkové ztráty s rostoucím napětím na přípojnicích klesají. Při odbočce, která je nastavena tak, aby napětí na přípojnicích bylo asi 23 kV jsou ztráty blízké optimálním.

Provoz VTE ovlivňuje ztráty v celé síti 22 kV, nikoli pouze v paprsku, kde jsou VTE připojeny. Protože (jak již bylo uvedeno) jsou dominantní ztráty ve vedení, rostou celkové ztráty se vzrůstajícím výkonem VTE (ztráty v napájecím transformátoru klesají). Ztráty ve vedení také klesají s rostoucím účinníkem.

Při vyšších zatíženích sítě (nad 50% jmenovitého napětí sítě) lze však stanovit optimální výkon VTE z hlediska ztrát.

13. Závěr

Práce se věnuje problematice optimalizace paprskových sítí s obnovitelnými zdroji energie. Je zde zkoumána závislost změny napětí v síti způsobeného obnovitelným zdrojem energie. Tento rozdíl napětí v síti je dán do souvislosti s elektrickou vzdáleností a změnou zkratového výkonu v oblasti. Simulace jsou prováděny v softwarovém prostředí Bizon projektant od společnosti Daisy, ve kterém jsou vytvořeny dva modely sítě. Elektrická vzdálenost byla vypočtena z sérioparalelní kombinace hodnot činných odporů a induktivních reaktancí vedení. Dále je v práci vytvořeno několik modelů vedení, na kterých byly testovány změny napětí vyvolané VTE připojenou na konci paprskové sítě. Při simulacích na jednoduchém modelu sítě byly z tabulek a grafu odvozeny empirické vztahy pro výpočet změny napětí v bodech, ke kterým je známá elektrická vzdálenost. Tyto vztahy využívají změnu činného a jalového proudu způsobenou VTE. Empirické vztahy byly dále testovány na reálných sítích s podobnou chybou výpočtu jako v předchozím případě.

Z napěťových charakteristik dále vyplývají tyto závěry. Charakteristika rozdílu napětí na elektrické vzdálenosti před a po připojení zdroje je lineární. Lineární závislost končí na přípojnicích 22 kV napájecí rozvodny. V dalších zvolených bodech sítě jsou změny napětí závislé na provozním stavu VTE, nejsou již závislé na elektrické vzdálenosti od místa připojení VTE. Tyto změny napětí jsou přibližně stejné, jako změny napětí na přípojnici 22 kV napájecí rozvodny. Vertikální posunutí charakteristik napětí způsobuje změna jalového výkonu zdroje. Směrnici přímky charakteristiky napětí určuje změna činného výkonu síti tedy činné ztráty (odpor vedení). Lze konstatovat, že závislost změny napětí při provozu VTE lze poměrně přesně predikovat na základě provozního stavu VTE a elektrické vzdálenosti od místa připojení VTE a napájecí přípojnice. Toto ovšem platí pouze na v oblasti paprsku sítě. V mřížové části je již mnoho dalších faktorů (toky výkonů), které působí na velikost změn.

Při vyhodnocování napěťových poměrů v propojených sítích 22 kV a 110 kV z hlediska ovlivňování těchto sítí generátorů je opět možno konstatovat následující: Provoz generátorů teplárny a elektrárny má podstatný vliv pouze na napěťové uzly 110 kV. Na hodnoty napětí v síti 22 kV má větší vliv provozní stav VTE než zatížení sítě 22 kV. Zatížení sítě 22 kV má větší vliv na napětí přípojnice 110 kV než provoz.

Dále jsem zkoumal změny napětí v závislosti na zkratových poměrech v síti. Tyto simulace nám ukázaly, že změna zkratových poměrů nemá vliv na tvar závislostí průběhů změn napětí na elektrické vzdálenosti od místa připojení VTE. Napěťové změny (rozdíly

napětí před a po připojení VTE) se snižují s rostoucí „tvrdotí“ sítě, tedy s rostoucím zkratovým proudem.

Nakonec jsem analyzoval ztráty v síti. Opět jsem provedl větší množství simulačních výpočtů, ze kterých vyplývá, že provoz VTE ovlivňuje elektrické ztráty jak v síti 22 kV tak i v napájecím transformátoru 110/22 kV. Při přepínání odboček napájecího transformátoru se ztráty mění (se vzrůstajícím napětím, klesají ztráty ve vedení a rostou ztráty v transformátoru). Protože převažují ztráty ve vedení, celkové ztráty s rostoucím napětím na přípojnících klesají. Při odbočce, která je nastavena tak, aby napětí na přípojnících bylo asi 23 kV jsou ztráty blízké optimálním.

Provoz VTE ovlivňuje ztráty v celé síti 22 kV, nikoliv pouze v paprsku, kde jsou VTE připojeny. Protože (jak již bylo uvedeno) jsou dominantní ztráty ve vedení, rostou celkové ztráty se vzrůstajícím výkonem VTE (ztráty v napájecím transformátoru klesají). Ztráty ve vedení také klesají s rostoucím účínkem. Při vyšších zatíženích sítě (nad 50% jmenovitého napětí sítě) lze však stanovit optimální výkon VTE z hlediska ztrát.

Jelikož se ztráty mění se čtvercem proudu, bylo by ideální pro optimalizaci ztrát využít změnu činného proudu zdroje. V reálné síti bude tato optimalizace ovšem nepoužitelná, jelikož provozovatel alternativního zdroje energie bude chtít dodávat vždy plný výkon zdroje. Jako optimální se jeví stav, kdy zdroj hradí polovinu spotřeby činného výkonu v paprsku. Při tomto stavu je minimum ztrát.

Změna jalového výkonu zdroje ovlivňuje ztráty méně než změna činného výkonu, avšak dá se najít lokální minimum ztrát. Toto minimum je při hodnotě jalového výkonu zdroje, který kryje odběr jalového výkonu paprsku. Změna odbočky napájecího transformátoru pouze posunuje charakteristiky ztrát vertikálně.

Je nutné upozornit, že všechny výpočty i simulace v síti byly za ustáleného chodu sítě, práce se tedy nezabývá přechodovými jevy při spínání VTE.

Využití práce v praxi:

Popsaná metodika výpočtu změny napětí na elektrické vzdálenosti lze využít v distribučních společnostech při schvalování nových alternativních zdrojů energie. Dále je možné tuto metodiku užít při určování velikosti oblasti ovlivněné tímto zdrojem. Samozřejmě by bylo vhodné tyto empirické vzorce otestovat na větším množství sítí a třeba i srovnat s naměřenými hodnotami z reálného měření oblasti. Také by do budoucna bylo dobré znova prozkoumat situaci, kdy zdroj dodává činný výkon do sítě, ale jalový výkon odebírá ze sítě. V tomto případě byla zjištěna největší odchylka výpočtu od simulované hodnoty.

14. Cíle disertační práce

- Stanovení bodů sítě pro vyhodnocování napěťových změn při různých režimech VTE.
Vhodné body pro vyhodnocování a výpočet hodnoty napětí v uzlu jsou body uvedené na hlavní větvi paprsku tedy mezi VTE a přípojnici napájecí rozvodny.
- Stanovení metodiky pro určení změny napětí v závislosti elektrické vzdálenosti.
Pro výpočet změny napětí v závislosti na elektrické vzdálenosti byly vytvořeny vzorce, dle kterých lze v každém bodě na hlavní větvi paprsku mezi VTE a přípojnici napájecí rozvodny stanovit hodnotu změny napětí.
- Vyhodnocení změny napětí vzniklé provozem VTE v závislosti na elektrické vzdálenosti a na zkratových poměrech v síti.
Simulační výpočty změny zkratových poměrů v síti byly provedeny a potvrdily teoretický předpoklad: Ze zvyšováním zkratového výkonu v síti klesá změna napětí.
- Namodelování extrémních stavů provozu VTE a vyhodnocení rozsahu sítě, která je ovlivněná touto změnou napětí.
Extrémní stavy provozu VTE byly namodelovány v kapitole 10.2 ovlivnění sítě je probráno tamtéž
- Vytvoření metodiky pro optimalizaci ztrát v síti s ohledem na provoz VTE.
Rozbor ztrát je v kapitole 12, zde jsou také uvedeny možnosti optimalizace sítě.
- Zobecnění metodiky výpočtu elektrické vzdálenosti.
Problematicke elektrické vzdálenosti byla věnována kapitola 8, praktické výpočty elektrické vzdálenosti jsou pak uvedeny u jednotlivých modelů.

Literatura

- [1] HRADÍLEK, Z. Elektroenergetika. 1. vyd. Ostrava: VŠB v Ostravě, 1992. 170 s. ISBN 80-7078-132-7
- [2] HRADÍLEK, Z. Elektroenergetika II. 1. vyd. Ostrava: VŠB v Ostravě, 1993. 168 s. ISBN 80-7078-195-5
- [3] RUSEK, S. Teoretická elektroenergetika. 1. vyd. Ostrava: VŠB v Ostravě, 1991. 105 s. ISBN 80-7078-120-3
- [4] MEDVEC, Z. Přechodové jevy v elektrizačních soustavách: návody do cvičení. 1. vyd. Ostrava: VŠB v Ostravě, 2001. 73 s. ISBN 80-7078-856-9
- [5] TŮMA, J., RUSEK, S., MARTÍNEK, Z., CHEMIŠINEC, I., GOŇO, R.: Spolehlivost v elektroenergetice, ČVUT Praha 2006. 291s. ISBN 80-239-6483-6
- [6] PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV: Pravidla provozování distribučních soustav, příloha č. 4. – Pravidla pro paralelní provoz zdrojů se sítí nízkého nebo vysokého napětí, 2009
- [7] URL: <http://www.cez.cz>
- [8] Bizon projektant [online] 2011 dostupné z WWW :
http://www.daisy.cz/daisycz/spol/Bizon_Projektant.php
- [9] GURECKÝ, J., Elektronické přednášky předmětu Přenos a rozvod elektrické energie – Výpočet sítí VVN
- [10] Pravidla provozování distribučních soustav [online] 2011. Dostupný z WWW: <http://www.cezdistribuce.cz/cs/energeticka-legislativa/pravidla-provozovani-ds.html>
- [11] DORF, R: The electrical engineering handbook, 1993, ISBN 0-8493-0185-8
- [12] BURKE, J. J. Power distribution engineering : fundamentals and applications ISBN 0-8247-9237-8
- [13] BROWN, R. E.: Electric Power Distribution Reliability, Dekker 2002, 365 s., ISBN 0-8247-0798-2
- [14] FUCHS, E. F., MASOUM, M. A. S. Power conversion of renewable energy systéme, Springer New York 2011, ISBN 978-1-4419-7978-0
- [15] BROŽ, K., ŠOUREK, B., Alternativní zdroje energie, ČVUT Praha, 2003 ISBN 80-01-02802-X
- [16] NEUBARTH, J., KALTSCHMITT, M Erneuerbare Energien in Österreich : Systemtechnik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, : Springer, Sien, 2000, 499 s., ISBN 3-211-83579-2

- [17] AKHMATOV, V., Induction generators for wind power, Brentwood : Multi-Science Publishing, 2005, 258 s. ISBN 0-906522-40-4
- [18] BURTON, T., Wind energy handbook, Wiley Chichester, 2001, 617 s. ISBN 0-471-48997-2
- [19] Referáty Konference ČK CIRED 2010 : Tábor, 2010 , ISBN 978-80-254-8519-4
- [20] Střída, F., Rusek, S., Electrical distance . *EPE 2009*, Ostrava 2009 253-256, ISBN 978-80-248-1947-1
- [21] Střída, F., Rusek, S., Mach, M., Optimisation of Operation of Wind Power Generators in Distribution Systém. *EPE 2010*, Brno 2010 , 267-270, ISBN 978-80-214-4094-4

Seznam publikovaných prací

Článek ve sborníku konference z databáze ISI Proceedings – D

- [P1] Střída, F., Rusek, S.: Electrical distance. *Sborník EPE 2009*. Ed. Goňo, Rusek, Ostrava: VŠB-TU Ostrava, **2009**, s. 253-256, ISBN 978-80-248-1947-1
- [P2] Střída, F., Rusek, S., Stacho, B.: Network steady-state modelling in the Bizon projektant program. *Sborník EPE 2009*. Ed. Goňo, Rusek, Ostrava: VŠB-TU Ostrava, **2009**, s. 186-189, ISBN 978-80-248-1947-1
- [P3] Střída, F., Rusek, S., Mach, M.: Optimisation of Operation of Wind Power Generators in Distribution Systém. *Sborník EPE 2010*. Ed. Jiří Drápela, Jan Macháček, Brno: VUT Brno **2010** , s. 267-270, ISBN 978-80-214-4094-4
- [P4] Sojka, J., Střída, F., Goňo, R., Rusek, S., Král, V.: Computation of Steady-state Networks in E-vlivy and Bizon Projektant Programmes. *Sborník EPE 2011*. Ed. Stanislav Rusek, Radomír Goňo, Ostrava: VŠB-TU Ostrava, **2011**, s. 497-500, ISBN 978-80-248-2393-5
- [P5] Střída, F., Rusek, S.: Issues Concerning the Operation of Renewable Energy Resources in Radial Networks. *Sborník EPE 2011*. Ed. Stanislav Rusek, Radomír Goňo , Ostrava: VŠB- TUO, **2011**, s. 392-395, ISBN 978-80-248-2349-5

Článek ve sborníku konference

- [P6] Stacho, B., Rusek, S., Střída, F.: Calculation of steady-state operation of distribution network in programs Kasian and Bizon projektant. *Sborník ELEKTRO 08*. Ed. Peter Bury, Dušan Pudiš, Žilina:EDIS - Žilina, University publishers, **2008**, s. 70 - 73, ISBN 978-80-8070-845-0
- [P7] Střída, F., Rusek, S., Stacho, B.: Steady-state modelling of network with wind power plants. *Sborník EE 2009*. Ed. Michal Kolcun, Juraj Kurimský, Košice:TU Košice, **2009**, s. 169-172, ISBN 978-80-559-3-0237-9
- [P8] Střída, F., Mach, M., Rusek, S.: The problems of electrical distance in connection with the operation of wind power generator. *Sborník ICEEE*. Ed. P.Janik, D. Lehmann, Z. Leonowicz, H. Schwarz, Wroclaw: TU Wroclaw, **2010**, s. 65-68, ISBN 978-1-4244-5374-0
- [P9] Stacho, B., Rusek, S., Střída, F.: Calculation of distribution network in programs Kasian and Bizon projektant. *Sborník ELNET 2007*. Ed. Václav Snášel, Ostrava:VŠB-Technical University of Ostrava, **2007**, s. 68 - 73, VŠB-TU Ostrava, Fakulta elektrotechniky a informatiky, 978-80-248-1681-4
- [P10] Střída, F., Stacho, B., Rusek, S.: *Electrical distance in distribution networks*. *Sborník ELNET 2008*. Ed. Václav Snášel, Ostrava:VŠB-TU Ostrava, **2008**, s. 81 - 86, ISBN 978-80-248-1875-7
- [P11] Střída, F., Rusek, S., Mach, M.: Electrical Distance in Real Network. *Sborník ELNET 2009*. Ed. Václav Snášel, Ostrava:VŠB-TU Ostrava, **2009**, s. 38-45, ISBN 978-80-248-2146-7
- [P12] Střída, F., Rusek, S., Šumbera, T.: The Issue of Voltage Changes in Electricity Network in Relation to Operation of Wind Power Plants. *Sborník ELNET 2010*. Ed. Zdeněk Hradílek, Ostrava:VŠB- TUO, **2010**, 1, 27-34, ISBN 978-80-248-2349-2.
- [P13] Střída, F.: Minimalization of losses at transfer of new power sources. *Sborník Wofex 2008*. Ed. Václav Snášel, Ostrava:VŠB-TU, **2008**, s. 149-153, ISBN 978-80-248-1807-80
- [P14] Střída, F.: Network steady-state modelling with wind power plants in the Bizon projektant program. *Sborník Wofex 2009*. Ed. Václav Snášel, Ostrava:VŠB-TU Ostrava, **2009**, s. 94-99, ISBN 978-80-248-2028-6

- [P15] Šumbera, T., Střída, F.: *Evaluation of cooperation WPP and PV connected through the shared transformer to the network 22kV. Sborník Wofex 2011* Ed. Michal Krátký, Jiří Dvorský, Pavel Moravec, Ostrava:VŠB-TU Ostrava, **2011**, s. 77 -82, ISBN 978-80-248-2449-9